Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Petroleum Monitoring Agency Canada

L'industrie canadienne du pétrole
Examen de l'activité 1989

Premier semestre

Canada

L'industrie canadienne du pétrole

Examen de l'activité 1989

Premier semestre

Publié par l'Agence de surveillance du secteur pétrolier

90-02942/

On peut se procurer des exemplaires à la
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1989

N° de cat. M27-22/1989-1F

ISBN 0-662-95789-X

L'honorable Jake Epp
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous soumettre le présent rapport, qui décrit le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz au cours du premier semestre de 1989. Le rapport s'appuie sur des données provenant de 127 sociétés dont les revenus totaux équivalent à 90% de tous les revenus de l'industrie. Ces données reflètent donc fidèlement le rendement de l'ensemble de l'industrie canadienne.

Les ressources d'autofinancement de l'ensemble de l'industrie ont augmenté de 4% au cours du premier semestre de 1989, passant à 4,6 milliards de dollars, grâce au relèvement des prix du pétrole brut par rapport à 1988, ainsi qu'à l'accroissement des ventes de gaz naturel commercialisable qui a largement contrebalancé l'abaissement des prix dans ce secteur.

L'incertitude suscitée par les grandes fluctuations que les prix du pétrole brut ont connues depuis quatre ans a atteint son sommet en 1988, lorsque le prix moyen a baissé à son plus bas niveau depuis près d'une décennie. Cette incertitude a eu comme résultat une baisse importante des dépenses en capital. Au cours du premier semestre de 1989, les dépenses en capital totales ont diminué de 20%, passant à 3,5 milliards de dollars. Cette baisse, alliée à la faible hausse des ressources d'autofinancement, a donné un taux de réinvestissement de 73%, soit une réduction par rapport au taux de 94% enregistré au cours du premier semestre de 1988.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'assurance de ma haute considération.

Le président,

Pierre Camu

Le 5 décembre 1989

Nouveautés et particularités

L'Examen de l'activité renferme quelques nouveaux renseignements et, comme il est fait mention sous la rubrique "Particularités", ce rapport doit, comme par le passé, être lu avec certaines réserves.

Nouveautés

- Le graphique 3, qui montre, sur une base semestrielle, les volumes de production du pétrole brut et du gaz naturel commercialisable, ainsi que leurs prix moyens respectifs, se trouve à la page 20, dans l'analyse du secteur amont.

Particularités

- Plusieurs sociétés sous contrôle canadien ont abandonné la méthode de capitalisation du coût entier et adopté celle de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse. Par conséquent, il leur a fallu rétablir leurs résultats financiers en remontant jusqu'au début de leurs activités. Cela a entraîné des radiations d'immobilisations de plus de 3 milliards de dollars ainsi que des modifications correspondantes des impôts reportés et de l'avoir des actionnaires, mais n'a eu aucun effet sur les ressources d'autofinancement. C'est ce qui explique que la valeur totale des actifs signalés dans l'Examen de l'activité 1988 dépasse de plus de 3 milliards de dollars celle qui est signalée au début de la période de référence du présent rapport.

- Avant de vendre l'intérêt de 78% qu'elle détenait dans la Texaco Canada Inc., la société Texaco Inc. a cédé plusieurs de ses propriétés étrangères et canadiennes à Texaco Canada Petroleum Inc., alors une filiale à 100% de Texaco Canada Inc. Texaco Canada Inc. a déclaré un dividende "in specie" d'une action ordinaire de Texaco Canada Petroleum Inc. pour chacune des actions en circulation de la société.

- Plusieurs sociétés ont cédé une partie de leurs actifs à des entités nouvellement créées (telles que des sociétés en commandite) et choisi de se donner plus d'une fin d'exercice en 1988 aux fins de l'impôt, dans le but de rationaliser leurs opérations et de s'adapter aux changements apportés au régime fiscal. Puisque les exercices des nouvelles entités ne se termineront qu'après la période de référence de l'enquête, leurs résultats ne sont pas groupés avec ceux des sociétés déclarantes. Par conséquent, d'importantes réserves fiscales inutilisées ne furent pas signalées à la fin de 1988, même si la propriété correspondante appartenait toujours aux mêmes entités déclarantes. Cette anomalie disparaîtra au cours de l'année financière 1989 lorsque les résultats enregistrés par les nouvelles entités pendant une année entière seront groupés avec ceux de la société déclarante.

• L'industrie canadienne du pétrole a continué de connaître d'importants remaniements au cours du premier semestre de 1989, à la suite de nombreuses acquisitions et fusions. Voici les plus importantes de ces transactions présentées en ordre chronologique :

— Lasmo Canada Inc. a acquis 96 % de la Tiber Energy Corporation.

— Sceptre Resources Limited a réussi à prendre le contrôle de Oakwood Petroleums Ltd.

— La Compagnie Pétrolière Impériale Limitée a acquis Texaco Canada Inc. Par la suite, Texaco Canada Resources fut rebaptisée Esso Resources Canada. Texaco Canada Inc. porte maintenant le nom de McColl-Frontenac Inc.

— Conquest Explorations Ltd. a acheté 90 % de Universal Explorations Ltd.

— Les actionnaires des Ressources Énergétiques Norcen Limitée ont autorisé l'achat des actifs pétroliers et gaziers des Ressources Westmin Limitée.

— Noranda Inc. a porté sa participation dans Canadian Hunter Exploration Ltd. de 87 % à 100 %.

— Bow Valley Industries Limited a acquis les gisements en production de Bonanza Oil and Gas Ltd.

— Petromet Resources Ltd. a acheté Bonanza Oil and Gas Ltd. de Poco Petroleums Ltd.

— Paramount Holdings des Bermudes a acquis Excel Energy Inc.

— PanCanadian Petroleum Limited a acheté les actifs pétroliers et gaziers que possédait Husky Oil Operations Ltd. dans les régions de Westerose et Benjamin Creek.

— Saskatchewan Oil & Gas Corporation a acquis ICG Resources Ltd. auprès de Inter-City Gas Corporation.

— Kerr-McGee Corporation a acquis Maxus Energy Canada Ltd. qui porte maintenant le nom de Kerr-McGee Canada Ltd.

— Manoil a fusionné ses deux filiales, Pembina Resources Limited et Western Decalta Petroleum (1977) Limited, en la Pembina Resources Limited.

— Parkland Industries Ltd. a acheté des gisements de pétrole et de gaz auprès de Armenco Ltd.

• L'annexe A1, intitulée Revue de l'année, récapitule les faits saillants.

• De nombreuses statistiques figurant dans le corps du texte ont été arrondies pour en faciliter la lecture. Cependant, les variations en pourcentage ont été calculées au moyen des chiffres précis présentés à l'annexe B.

• Bien que 134 sociétés aient présenté une déclaration à l'ASSP (annexe E), le présent rapport n'est axé que sur 127 d'entre elles. Sept petites sociétés sont exclues à cause du manque de données comparables pour l'année précédente.

Table des matières

	Page
Résumé des faits saillants	11
1. Rendement financier	15
Activité globale: bénéfices nets et ressources d'autofinancement	15
Secteur amont	20
Secteur aval	22
Autres activités au Canada	23
Activités à l'étranger	23
2. Sources et affectations de fonds	25
Vue d'ensemble	25
Sources et affectations de fonds (brutes)	26
Ressources d'autofinancement	27
Subventions d'encouragement et crédits d'impôt	28
Dépenses en capital	29
Taux de réinvestissement	31
Paiements de dividendes	32
3. Comparaison du rendement: industrie pétrolière et autres industries	33
Comparaison des bénéfices nets	33
Dépenses en capital	34
4. Mouvements internationaux de trésorerie: 1988 et 1987	35
5. Structure du Capital: 1988 et 1987	39
Dette à long terme	40
Avoir propre	41
6. Données relatives à l'impôt sur le revenu: 1988 et 1987	43
Revenu imposable et impôts sur le revenu exigibles	43
Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable	44
Réserves fiscales restantes	45
Dépenses fiscales	45

Tableaux et graphiques

Page

Tableaux

1. Aperçu de l'activité globale 15
2. Bénéfices nets par secteur et par segment 16
3. Taux de rendement par secteur et par segment 17
4. Bénéfices nets par groupe de sociétés 19
5. Rendement financier des activités amont 21
6. Rendement financier et marges bénéficiaires: raffinage et commercialisation 22
7. Rendement financier du secteur aval, par sous-secteur 23
8. Sources et affectations de fonds (nettes) 25
9. Catégories choisies de sources et d'affectations de fonds 26
10. Ressources d'autofinancement, par secteur et par segment 27
11. Subventions d'encouragement par région et par secteur 28
12. Crédits d'impôt à l'exploration et à l'investissement 28
13. Dépenses en capital 29
14. Comparaison des bénéfices nets: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières 33
15. Comparaison des dépenses en capital: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières. 34
16. Structure du capital par secteur, 1988 et 1987 39
17. Revenu imposable et impôts sur le revenu exigibles 43
18. Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable, 1988 et 1987 44
19. Aperçu des dépenses fiscales 45

Graphiques

1. Taux de rendement: industrie pétrolière 17
2. Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant impôts 18
3. Production et prix du pétrole du gaz naturel, 1982 à 1989 20
4. Dépenses d'exploration au Canada 30
5. Taux de réinvestissement 31
6. Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets 32
7. Comparaison des bénéfices nets: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières 33
8. Mouvements internationaux de trésorerie associés à des investissements à long terme, 1988 35
9. Paiements d'intérêts et de dividendes à des non résidents 36
10. Mouvements directs de fonds par rapport aux fluctuations de la participation canadienne 37
11. Composition de la dette à long terme de l'industrie 40
12. Composition de l'avoir propre de l'industrie 41

Annexes

	Page
Annexe A. Données supplémentaires	
A1. Revue de l'année	49
A2. Résumé de l'offre et de la demande de pétrole	51
A3. Résumé de l'offre et de la demande de gaz naturel	51
A4. Prix du gaz naturel canadien de 1974 à 1989	52
A5. Prix du pétrole brut canadien de 1979 à 1989	53
A6. Moyenne des coûts d'acquisition du pétrole brut aux raffineries, par région	54
A7. Moyenne des coûts de transport du pétrole brut à partir d'Edmonton	54
A8. Coût d'acquisition et prix des produits au Canada	55
A9. Moyenne des prix nets de certains produits et catégories commerciales importants, par région	56
A10. Prix de certains produits pétroliers importants vendus à des revendeurs privés	57
A11. Volumes des ventes de produits pétroliers : raffineries et distributeurs	57
A12. Bénéfices nets par secteur d'activité et par segment	58
A13. Taux de rendement : industrie pétrolière canadienne	58
A14. Taux de rendement : industries non financières excluant le pétrole	59
A15. Taux de réinvestissement	59
A16. Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région	60
A17. Subventions d'encouragement par région et par type de dépenses	60
A18. Puits achevés et mètres de forage au Canada	61
A19. Comparaison des frais d'intérêt au revenu avant intérêt et impôts en 1989	61
A20. Paiements de dividendes	62
A21. État des revenus et dépenses de 1980 à 1989	62
A22. Coûts canadiens des acquisitions de pétrole brut contre les prix des produits pétroliers	63
A23. Mouvements internationaux de trésorerie en 1988	63
A24. Capital utilisé par élément	64
A25. Déductions de l'année en cours et réserves fiscales restantes	64
Annexe B. Ensemble des résultats de l'Examen	
B1. État des revenus et dépenses : Ensemble de l'industrie	65
B2. État des revenus et dépenses : Sociétés intégrées et raffineurs	66
B3. État des revenus et dépenses : Petits producteurs de pétrole et gaz	67
B4. État des revenus et dépenses : Grands producteurs de pétrole et gaz	68
B5. État des revenus et dépenses : Total des producteurs de pétrole et gaz	69
B6. État des revenus et dépenses : Sociétés sous contrôle canadien	70
B7. État des revenus et dépenses : Sociétés sous contrôle étranger	71
B8. Rendement financier par principaux secteurs d'activité : Activité amont	72
B9. Rendement financier par principaux secteurs d'activité : Activité aval	74
B10. Sources et affectations de fonds	75
B11. Dépenses en capital en amont au Canada, par emplacement	76
B12. Dépenses en capital, par activité	77
B13. Bilan	78
B14. Capital utilisé par segment et par secteur d'activité	79
B15. Volume et valeur de la production	80
B16. Frais d'exploitation en amont et redevances	81
B17. Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle: 1988 Ensemble des activités au Canada	82
B18. Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle: 1988 Activité en amont	83
B19. Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle: 1987 Ensemble des activités au Canada	84
B20. Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle: 1987 Activité en amont	85
B21. Réclamations de l'année en cours et réserves fiscales restantes: 1988	86
Annexe C. Glossaire	87
Annexe D. Mandat de l'ASSP	95
Annexe E. Entreprises énergétiques déclarantes	99

Résumé des faits saillants

Contexte économique

Le produit national brut (P.N.B.) réel du Canada a atteint 458 milliards de dollars (dollars de 1981) au cours du premier semestre de 1989; cela correspond à un taux annuel de croissance de 1%. La formation de capitaux privés a augmenté de 8%, en raison de l'achat de machines et d'équipement. Les dépenses des consommateurs et les dépenses publiques ont augmenté à un rythme légèrement supérieur au P.N.B., alors que les importations ont marqué une forte hausse et les exportations ont diminué légèrement.

Le taux d'inflation, d'après l'indice des prix à la consommation, était de 3,6% au cours du premier semestre de 1989 en comparaison de 3,8% en 1988. Le taux de chômage a baissé de 7,6% à la fin de 1988 à 7,3% en juin 1989; par ailleurs, le nombre de personnes employées est passé de 11,9 millions à 12,2 millions.

Rendement financier

L'activité globale

- *Bénéfices : Les bénéfices nets provenant de toutes les activités (1,1 milliard de dollars) ont chuté de 7%, soit 90 millions de dollars, au cours du premier semestre de 1989 par rapport à la période correspondante de l'année précédente.* La hausse des prix du pétrole brut, l'accroissement des ventes de gaz naturel commercialisable, ainsi que la diminution des redevances et de l'impôt sur le revenu courant furent largement annulés par l'augmentation des frais d'exploitation, des frais d'intérêt et des frais non monétaires.

- Au cours du premier semestre de 1989, les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger ont chuté de 18% pour atteindre 625 millions de dollars : leurs bénéfices nets provenant de l'activité amont, de leurs autres activités au Canada et de leurs activités à l'étranger ont diminué, alors que leurs bénéfices nets provenant de leur activité aval ont augmenté. Les bénéfices nets des entreprises sous contrôle canadien ont grimpé de 11%, passant à 490 millions de dollars, grâce à l'accroissement des recettes provenant des activités amont et aval qui a largement contrebalancé la diminution des recettes tirées des autres activités au Canada et de l'activité à l'étranger.

- Le taux de rendement de l'avoir propre des actionnaires dans l'ensemble de l'industrie canadienne du pétrole a atteint 5,3% au cours du premier semestre de 1989 par rapport à 6,3% au cours de la période correspondante de 1988. Le taux de rendement moyen enregistré au cours de la période quinquennale qui s'est terminée en juin 1989 était de 4%, alors qu'il atteignait 4,9% au cours de la période quinquennale qui s'est terminée en 1988. Le taux de rendement du capital utilisé par l'industrie canadienne du pétrole au cours du premier semestre de 1989 a fléchi à 4,9% de 5,2% qu'il était en 1988.

L'activité amont

- Au cours du premier semestre de 1989, les recettes tirées de l'activité amont ont augmenté de 2 %, se chiffrant à 8,6 milliards de dollars. La diminution de la production de pétrole brut fut largement contrebalancée par la hausse des prix, alors que l'accroissement de la production de gaz naturel commercialisable l'a emporté sur la baisse des prix : cela a donné une hausse des recettes totales. L'accroissement des recettes, allié à la diminution des frais d'intérêt, des redevances et de l'impôt sur le revenu, a plus qu'annulé la hausse des frais d'exploitation et des frais non monétaires. Au cours du premier semestre de 1989, les recettes nettes tirées de l'activité amont ont atteint 515 millions de dollars, soit une hausse de 12 % par rapport à la période correspondante de l'année précédente. Les ressources d'autofinancement, qui ont augmenté de 7 %, s'établissaient à 3,3 milliards de dollars.

L'activité aval

• *Les recettes totales tirées de l'activité aval* se sont chiffrées à 13,5 milliards de dollars, soit une hausse de 3%, car les ventes ont augmenté et l'industrie a fait payer aux consommateurs la majoration de 8% des taxes fédérales de vente et d'accise. Les bénéfices nets ont grimpé de 16% pour atteindre 685 millions de dollars en 1989 comparativement à 590 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988, grâce au dynamisme du secteur des produits pétroliers.

Au cours du premier semestre de 1989, les bénéfices nets provenant du secteur des produits pétroliers ont grimpé de 29% et atteint 420 millions de dollars, ce qui a fait monter le taux de rendement du capital utilisé à 8,1%, alors qu'il était de 6,1% au cours de la période correspondante de 1988.

Sources et affectations de fonds

Ressources d'autofinancement

• *Les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble des activités ont augmenté de 4% pour se situer à 4,6 milliards de dollars* au cours du premier semestre de 1989 grâce principalement à la hausse des prix du pétrole brut, l'accroissement des ventes de gaz naturel et la diminution des redevances, du coût des produits vendus et de l'impôt sur le revenu courant. Cette amélioration a largement contrebalancé l'augmentation des taxes de vente et d'accise, des frais d'intérêt et des frais d'exploitation. Les ressources d'autofinancement se sont accrues dans tous les secteurs de l'industrie, sauf celui des autres activités au Canada.

Sources externes nettes

• *Les apports externes nets se sont chiffrés à 5,1 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1989* par opposition à des sorties de 815 millions de dollars au cours de la période correspondante de 1988. Quant à l'endettement à long terme, les nouvelles dettes contractées dépassaient les remboursements de 3,6 milliards de dollars, alors qu'au cours du premier semestre de 1988, les remboursements dépassaient les nouvelles émissions de 865 millions de dollars. Les nouvelles participations, après les rachats, ont été de 1,4 milliard de dollars en 1989, contre 50 millions de dollars au cours des six premiers mois de 1988.

Affectations discrétionnaires

• Au cours du premier semestre de 1989, l'industrie a diminué de 18% ses dépenses en capital nettes qui se sont chiffrées à 3,4 milliards de dollars. Les paiements de dividende ont grimpé de 16%, passant de 685 à 795 millions de dollars. L'excédent de "Toutes les autres affectations" sur "Toutes les autres sources" au premier semestre de 1989 fut le résultat de l'achat d'actifs et de prises de contrôle. La réduction nette du fonds de roulement fut moins forte au cours du premier semestre de 1989 que pendant la période correspondante de 1988, se chiffrant à 85 millions de dollars par opposition à 1,2 milliard de dollars.

• *Subventions d'encouragement (à titre de déduction des dépenses en capital brutes).* Les subventions, qui s'élevaient à 159 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988 (y compris les subventions du PESP), sont tombées à 104 millions de dollars au cours de la période correspondante de 1989 (surtout des subventions du PCEEMV et du PCEE).

Dépenses en capital

• *Les dépenses totales en capital* engagées au cours du premier semestre de 1989 ont diminué de 880 millions de dollars, soit 20%, et se chiffraient à 3,5 milliards de dollars : les dépenses au Canada ont baissé de 21%, alors que les dépenses à l'étranger ont augmenté de 1%. Les dépenses du secteur amont, qui constituaient 75% du total, ont diminué de 24% et s'élevaient à 2,7 milliards de dollars.

• *Les dépenses d'exploration au Canada* ont chuté de 21% au cours du premier semestre de 1989, se chiffrant à 1,3 milliard de dollars : elles ont diminué de 18% dans les provinces et de 35% dans les Terres du Canada. Ces dernières représentaient 14% du total par opposition à 17% au cours du premier semestre de 1988. Les dépenses des sociétés sous contrôle étranger ont baissé de 13% en 1989 par rapport au premier semestre de 1988, alors que celles des sociétés sous contrôle canadien ont diminué de 29%.

• *Les dépenses engagées dans le secteur aval* ont diminué de 18% au cours du premier semestre de 1989 par rapport à 1988, pour s'établir à 430 millions de dollars. La réduction des dépenses consacrées aux raffineries a largement annulé l'accroissement des sommes affectées aux usines pétrochimiques et aux points de vente.

Taux de réinvestissement

• Les dépenses nettes en capital pour l'industrie du pétrole ont absorbé 73% des ressources d'autofinancement au cours du premier semestre de 1989, par opposition à 94% en 1988. Les dépenses en capital dans le secteur amont ont totalisé 77% des ressources d'autofinancement, soit une baisse de 30 points de pourcentage par rapport au premier semestre de 1988.

Dividendes

• *Au cours du premier semestre de 1989, les dividendes ont grimpé de 16%, se chiffrant à 795 millions de dollars.* Les dividendes versés par les sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 35%, se chiffrant à 335 millions de dollars, ce qui correspond à 68% du bénéfice net. Les dividendes versés par les sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 5%, passant à 465 millions de dollars, soit 74% du bénéfice net. Plusieurs transactions à caractère unique ont contribué à l'augmentation des paiements de dividendes dans les deux cas.

Rendement comparatif : Industries du pétrole et autres industries

Bénéfices nets

- Selon les données de Statistique Canada, au cours du premier semestre de 1989, les bénéfices nets que l'industrie pétrolière a tiré de ses activités au Canada, à l'exclusion des résultats des sociétés d'État, ont chuté de 31% pour s'établir à 1 milliard de dollars, alors que dans toutes les autres industries non financières du Canada, les bénéfices nets ont augmenté de 3% pour s'établir à11,9 milliards de dollars. Les bénéfices nets de l'industrie du pétrole au cours de cette période correspondaient à 8% des bénéfices nets réalisés dans l'ensemble des industries non financières.

Dépenses en capital

- Les dépenses en capital que l'industrie du pétrole a engagées au Canada au cours du premier semestre de 1989 ont baissé de 23% par rapport à 1988. Par ailleurs, les dépenses en capital des autres industries non financières excluant le pétrole ont augmenté de 5%; par conséquent, l'industrie du pétrole comptait pour 16% de l'ensemble des dépenses en capital des industries non financières, contre 21% au cours du premier semestre de 1988.

Les résumés qui suivent et les sections correspondantes du rapport comparent les données annuelles de 1988 à celles de 1987. Les données de base n'étaient pas disponibles lorsqu'on a rédigé l'Examen de l'activité 1988.

Mouvements internationaux de trésorerie : 1988 et 1987

Les mouvements internationaux de trésorerie liés aux mouvements de capitaux à long terme à destination et en provenance de l'industrie canadienne du pétrole se sont soldés par des sorties nettes de 1,9 milliard de dollars en 1988. Les sorties nettes enregistrées à tous les postes du compte courant ont largement contrebalancé les entrées de 195 millions de dollars au compte de capital.

Des sorties en intérêts et dividendes (moins les entrées) de 700 millions et 1,2 milliard de dollars respectivement, ajoutées à des versements externes nets pour services commerciaux de 195 millions de dollars, se sont traduites par une sortie nette de 2,1 milliards de dollars au compte courant.

Structure du capital : 1988 et 1987

En 1988, l'industrie canadienne du pétrole a utilisé au total 62,9 milliards de dollars en capitaux, soit un peu plus que les 61,8 milliards utilisés en 1987. La dette à long terme et l'avoir propre correspondaient à environ 33% et 67% respectivement de la capitalisation de l'industrie en 1988; l'avoir propre a augmenté de 4 points de pourcentage par rapport à l'année précédente.

Données relatives à l'impôt sur le revenu : 1988 et 1987

Le revenu imposable de l'industrie du pétrole a chuté de 39%, passant de 4,2 milliards de dollars en 1987 à 2,6 milliards en 1988, à cause de la faiblesse du secteur amont durement touché par la baisse des prix moyens du pétrole brut et du gaz naturel qui ont atteint leurs plus bas niveaux depuis près d'une décennie. Par conséquent, les impôts à verser aux gouvernements fédéral et provinciaux ont diminué de 39%, se chiffrant à 830 millions de dollars en 1988 par opposition à 1,4 milliard de dollars en 1987.

1

Rendement financier

Activité globale: Bénéfices nets et ressources d'autofinancement

Au cours du premier semestre de 1989, les recettes de l'industrie du pétrole ont augmenté de 2% par rapport à la même période en 1988, pour atteindre 24,1 milliards de dollars. Les prix du pétrole qui ont dépassé les niveaux atteints en 1988 et l'accroissement des ventes de gaz naturel commercialisable ont augmenté les recettes tirées de l'activité amont; les recettes provenant de l'activité aval ont elles aussi augmenté sous la poussée de la demande croissante de produits pétroliers.

Les bénéfices nets tirés de l'activité globale sont passés à1,1 milliard de dollars au cours du premier semestre de 1989, soit une baisse de 7% (90 millions de dollars) par rapport à 1988. Les profits tirés de l'activité amont ont atteint 515 millions de dollars au cours des six premiers mois de 1989, soit une hausse de 12% (55 millions de dollars), grâce principalement à l'accroissement des prix du pétrole brut et à la réduction des frais d'intérêt. Les bénéfices nets tirés de l'activité aval ont grimpé de 16% (95 millions de dollars), s'établissant à 685 millions de dollars, en raison du dynamisme du secteur des produits pétroliers, alors que les bénéfices nets du secteur pétrochimique sont restés inchangés par rapport au premier semestre de 1988 (Annexe B9). Par contre, ces hausses des profits furent largement annulées par les baisses enregistrées dans les deux autres secteurs d'activité. Les résultats nets des autres activités au Canada ont dégringolé; la hausse des frais d'intérêt qui ont augmenté de 200 millions de dollars a transformé un profit de 70 millions de dollars en une perte de 170 millions au cours du premier semestre de 1989. Les profits tirés de l'activité à l'étranger ont baissé de 3%, se chiffrant à 85 millions de dollars.

Les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble des activités ont augmenté de 180 millions de dollars (4%) pour s'établir à 4,6 milliards de dollars. Cette hausse était attribuable aux facteurs suivants :

- le relèvement des prix du pétrole brut;
- l'accroissement des ventes de gaz naturel commercialisable;
- la diminution des redevances payées; et
- la réduction de l'impôt sur le revenu courant.

Ces facteurs positifs ont été contrebalancés en partie par la hausse des frais d'exploitation (7%), des frais d'intérêt (13%) et des taxes fédérales de vente et d'accise (7%) au cours du premier semestre de 1989.

Tableau 1.
Aperçu de l'activité globale en milliards de dollars[a]
Premier semestre

	1988	1989	Variation	%
Recettes totales	**23,5**	**24,1**	**0,6**	**2**
moins:				
Frais d'exploitation	5,3	5,7	0,4	7
Frais d'intérêt	1,1	1,2	0,1	13
Taxes et redevances (sans l'impôt sur le revenu)	3,4	3,5	0,1	4
Autres dépenses de trésorerie	8,7	8,6	– 0,1	– 1
Impôts sur le revenu				
fédéral	0,5	0,4	– 0,1	– 20
provincial	0,1	0,1	–	– 30
Ressources d'autofinancement	**4,5**	**4,6**	**0,1**	**4**
moins:				
Réduction de la valeur de l'actif[b]	3,0	3,3	0,3	9
Impôts reportés	0,2	0,2	–	– 15
Bénéfices nets avant éléments inhabituels	1,2	1,1	– 0,1	– 5
Gains inhabituels	–	–	–	–
Bénéfices nets	**1,2**	**1,1**	**– 0,1**	**– 7**

Nota:
(a) Les chiffres ayant été arrondis, le total peut ne pas être exact. Pour une ventilation détaillée par secteur d'activité, voir l'annexe B1.
(b) La rubrique 'réduction de la valeur de l'actif' comprend les frais non-monétaires et les dépenses d'exploration et de mise en valeur imputés aux activités courantes.

Bénéfices nets par secteur

Au cours du premier semestre de 1989, les bénéfices nets de l'industrie du pétrole sont passés à 1,1 milliard de dollars, soit une baisse de 7% (90 millions de dollars) par rapport à la période correspondante de 1988. Pendant que les bénéfices nets des sociétés sous contrôle canadien augmentaient de 11% (50 millions de dollars) pour se chiffrer à 490 millions de dollars, ceux des sociétés sous contrôle étranger ont chuté de 18% (140 millions de dollars) pour se situer à 625 millions de dollars.

Les sociétés sous contrôle canadien ont enregistré une hausse de leurs profits aux chapitres de l'activité amont et aval, laquelle a largement annulé la réduction de leurs profits provenant de leurs autres activités au Canada et de leurs activités à l'étranger. La hausse de 3% des recettes globales, alliée à la réduction des redevances, des frais non monétaires ainsi que de l'impôt sur le revenu courant et de l'impôt reporté, a fait grimper les bénéfices nets de 11% au cours du premier semestre de 1989. Les ressources d'autofinancement de ce groupe d'entreprises ont augmenté de 3% au cours du premier semestre de 1989, se chiffrant à 1,9 milliard de dollars (Annexe B6).

Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger ont chuté de 18% au cours du premier semestre de 1989, pour s'établir à 625 millions de dollars. Ce groupe a enregistré une baisse de ses bénéfices nets aux chapitres de l'activité amont, des autres activités au Canada et de l'activité à l'étranger, mais des gains pour l'activité aval. La hausse de 2% des recettes globales fut contrebalancée par l'accroissement des frais d'exploitation, des frais non monétaires et des taxes de vente et d'accise. Les ressources d'autofinancement, qui ne furent pas touchées par les frais non monétaires, sont passées à 2,7 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1989, soit une hausse de 5% par rapport à 1988 (Annexe B7).

Tableau 2.
Bénéfices nets par secteur et par segment en milliards de dollars
Premier semestre

	1988	1989	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	0,2	0,3	0,1	39
Aval	0,2	0,2	–	25
Autres[a]	–	–	–	–
Total des sociétés sous contrôle canadien	**0,4**	**0,5**	**0,1**	**11**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	0,2	0,2	–	– 12
Aval	0,4	0,5	0,1	12
Autres[a]	0,1	– 0,1	– 0,2	–
Total des sociétés sous contrôle étranger	**0,8**	**0,6**	**– 0,2**	**– 18**
Total de l'industrie	**1,2**	**1,1**	**– 0,1**	**– 7**

Nota:
(a) Comprend les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger et des autres activités au Canada. Pour plus de détails, voir les annexes A12, B6 et B7.

Taux de rendement

Rendement de l'avoir propre

Pour l'ensemble de l'industrie canadienne du pétrole, le taux de rendement de l'avoir propre moyen était de 5,3% au cours du premier semestre de 1989 comparativement à 6,3% au cours de la période correspondante de 1988. Cette réduction était attribuable à la hausse des frais d'exploitation, des frais d'intérêt et des frais non monétaires. Pour les sociétés sous contrôle canadien, le taux de rendement de l'avoir propre était de 5%, alors qu'il atteignait 5,6% pour les sociétés sous contrôle étranger. Le taux de rendement moyen de l'avoir propre des actionnaires au cours de la période quinquennale se terminant en juin 1989 a baissé à 4% par opposition au taux moyen de 4,9% enregistré au cours de la période quinquennale se terminant en 1988 (annexe A13).

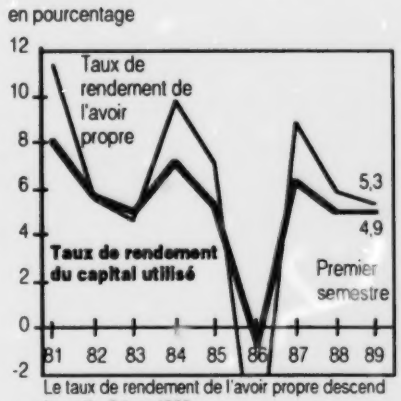
Rendement du capital utilisé

Le rendement du capital utilisé dans l'industrie canadienne du pétrole au cours du premier semestre de 1989 est tombé à 4,9%, alors qu'il s'élevait à 5,2% au premier semestre de 1988. Le taux moyen de rendement du capital utilisé fut de 4,1% au cours de la période quinquennale se terminant en juin 1989, contre 4,6% à la fin de 1988. Le rendement du capital utilisé dans le secteur amont est passé de 4% au cours du premier semestre de 1988 à 3,7% au cours de la période correspondante de 1989, alors que le rendement du capital utilisé dans le secteur aval a grimpé de 6,1% au premier semestre de 1988 à 8,1% au cours de la même période en 1989.

Les sociétés sous contrôle étranger ont obtenu un taux de rendement de 5% sur le capital utilisé dans l'ensemble de leurs activités au cours du premier semestre de 1989, alors que ce taux était de 6% en 1988. Leur taux de rendement sur le capital utilisé dans le secteur amont a baissé de 4,5% à 3,5% au premier semestre de 1989.

Le taux de rendement du capital utilisé pour les sociétés sous contrôle canadien s'est élevé à 4,8% au cours du premier semestre de 1989, comparativement à 4,2% en 1988. Le taux de rendement du capital utilisé dans le secteur amont a atteint 3,9% contre 3,3% au cours du premier semestre de 1988.

Graphique 1.
Taux de rendement: Industrie pétrolière



Le taux de rendement de l'avoir propre descend jusqu'à -7,1 en 1986.

Tableau 3.
Taux de rendement par secteur et par segment en pourcentage
Premier semestre

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1988	1989	1988	1989	1988	1989
Rendement de l'avoir propre						
Activité globale	4,7	5,0	7,9	5,6	6,3	5,3
Activités au Canada	4,8	5,1	7,4	5,0	6,1	5,0
Rendement du capital utilisé						
Activité globale	4,2	4,8	6,0	5,0	5,2	4,9
Activités au Canada	4,4	5,0	5,9	4,9	5,2	4,9
Activités amont	3,3	3,9	4,5	3,5	4,0	3,7
Activités aval[a]	4,4	6,0	7,2	9,3	6,1	8,1

Nota:
(a) Dans ce tableau, les activités aval ne désignent que les activités relatives aux produits pétroliers, c.-à-d. à l'exclusion des activités reliées aux produits pétrochimiques et à d'autres activités aval.

Taux de couverture de l'intérêt(1)

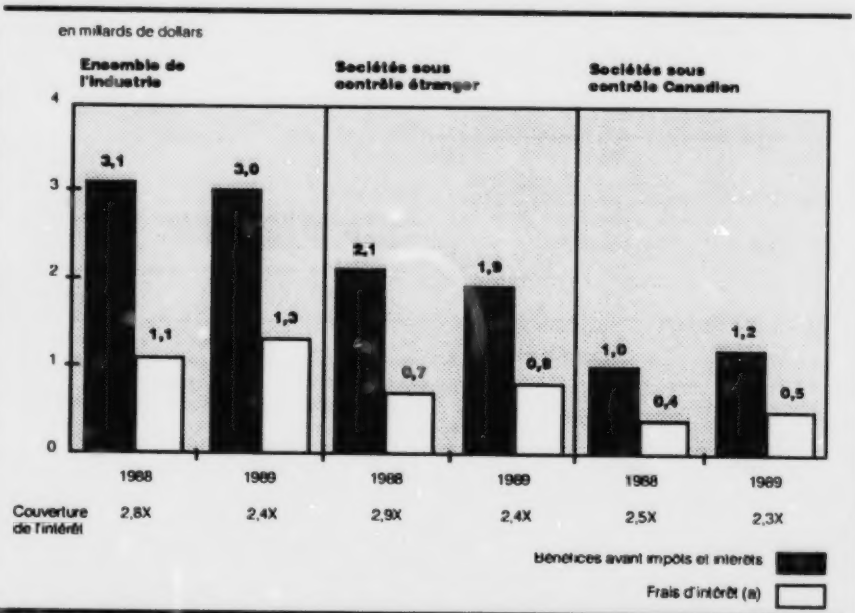
Dans l'ensemble de l'industrie du pétrole, les bénéfices avant les impôts, les postes extraordinaires et les intérêts dépensés correspondaient à 2,4 fois l'intérêt total, aussi bien capitalisé que dépensé, soit une baisse par rapport au taux de couverture de 2,8 enregistré au cours du premier semestre de 1988. La diminution de la couverture de l'intérêt était attribuable à la baisse des bénéfices de l'industrie et à l'accroissement des frais d'intérêt globaux.

Les bénéfices nets avant impôts et intérêt des sociétés sous contrôle canadien se sont élevés à 1,2 milliard de dollars au cours du premier semestre de 1989, soit une hausse de 15% par rapport au gain d'un milliard de dollars réalisé au cours de la période correspondante de 1988. Parallèlement, les frais d'intérêt ont grimpé de 26% à 510 millions de dollars, ce qui cadre avec l'accroissement de 19% de la dette à long terme et l'augmentation des taux d'intérêt. Le taux de couverture de l'intérêt dans ce secteur est donc passé à 2,3 au cours du premier semestre de 1989, alors qu'il atteignait 2,5 au cours de la même période en 1988.

Pour les sociétés sous contrôle étranger, le taux de couverture de l'intérêt est passé à 2,4 au cours du premier semestre de 1989, contre 2,9 au cours de la même période de 1988. Cette baisse était attribuable à la diminution de 11% des bénéfices avant impôts et intérêt ainsi qu'à la hausse de 7% des frais d'intérêt.

(1) L'analyse des frais d'intérêt porte sur l'ensemble de l'activité de l'industrie, étant donné qu'il n'existe pas d'uniformité et de cohérence dans la façon dont les sociétés répartissent les frais d'intérêt entre les différents secteurs, c'est-à-dire l'activité amont, l'activité aval et les autres activités au Canada et à l'étranger.

Graphique 2.
Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant intérêts et impôts
Premier semestre



Nota :
(a) Les chiffres indiqués comprennent les frais d'intérêt dépensés et capitalisés. Pour plus de détails, voir l'annexe A19.

Bénéfices nets par groupe de sociétés

Sociétés intégrées et raffineurs
Quinze sociétés regroupées dans la catégorie "sociétés intégrées et raffineurs" sont à l'origine de la presque totalité des recettes du secteur aval et de 34% des activités du secteur amont. Les bénéfices nets de ce groupe sont passés à 820 millions de dollars au cours du premier semestre de 1989, soit une hausse de 20 millions de dollars ou de 3%. L'accroissement des bénéfices nets tirés des secteurs amont et aval (et surtout du secteur dynamique des produits pétroliers) a largement annulé la diminution des profits provenant des autres activités au Canada et de l'activité à l'étranger (Annexe B2). En 1989, les sociétés de ce groupe ont augmenté considérablement leurs dettes pour financer la prise de contrôle d'autres entreprises. Les intérêts payés sur ces dettes furent imputés au compte des autres activités au Canada, et, par conséquent, cette branche de l'industrie a enregistré une perte nette. Si les frais d'intérêt avaient été répartis plus également entre les divers secteurs de l'industrie au lieu d'être comptabilisés comme une charge de la société, les bénéfices nets provenant de l'activité amont et aval auraient été moins élevés au cours du premier semestre de 1989.

Quant aux ressources d'autofinancement de l'ensemble du groupe, elles étaient de 2 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1989, soit une baisse de 2% par rapport à la période correspondante de 1988.

Producteurs de pétrole et de gaz
Les 112 producteurs de pétrole et de gaz oeuvrent presque exclusivement dans le secteur amont. Les bénéfices nets du groupe ont chuté de 28% au cours du premier semestre de 1989 en comparaison de la même période en 1988, pour se situer à 295 millions de dollars. Les profits ont baissé dans tous les secteurs de l'industrie, à l'exception de celui de l'activité à l'étranger.

La réduction des bénéfices nets du groupe était attribuable à l'accroissement des frais non monétaires qui a largement contrebalancé la diminution des frais d'intérêt, des redevances et de l'impôt sur le revenu courant. Les ressources d'autofinancement, qui ne furent pas touchées par les frais non monétaires, sont passées à 2,6 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1989, soit une hausse de 9% par rapport à 1988 (Annexes B3 à B5).

Tableau 4.
Bénéfices nets par groupe de sociétés en milliards de dollars
Premier semestre

	1988	1989	Variation	%
Sociétés intégrées et raffineurs				
Amont	0,2	0,3	0,1	61
Aval	0,5	0,7	0,2	20
Autres[a]	0,1	– 0,2	– 0,3	–
Total des sociétés intégrées et raffineurs	**0,8**	**0,8**	**–**	**3**
Producteurs de pétrole et de gaz				
Amont	0,3	0,2	– 0,1	– 25
Aval	–	–	–	– 38
Autres[a]	0,1	0,1	–	– 31
Total des producteurs	**0,4**	**0,3**	**– 0,1**	**– 28**
Total de l'industrie	**1,2**	**1,1**	**– 0,1**	**– 7**

Nota:
(a) Comprend les bénéfices nets provenant des activités à l'étranger et des autres activités au Canada. Pour plus de détails, voir les annexes B2 et B5.

Secteur amont

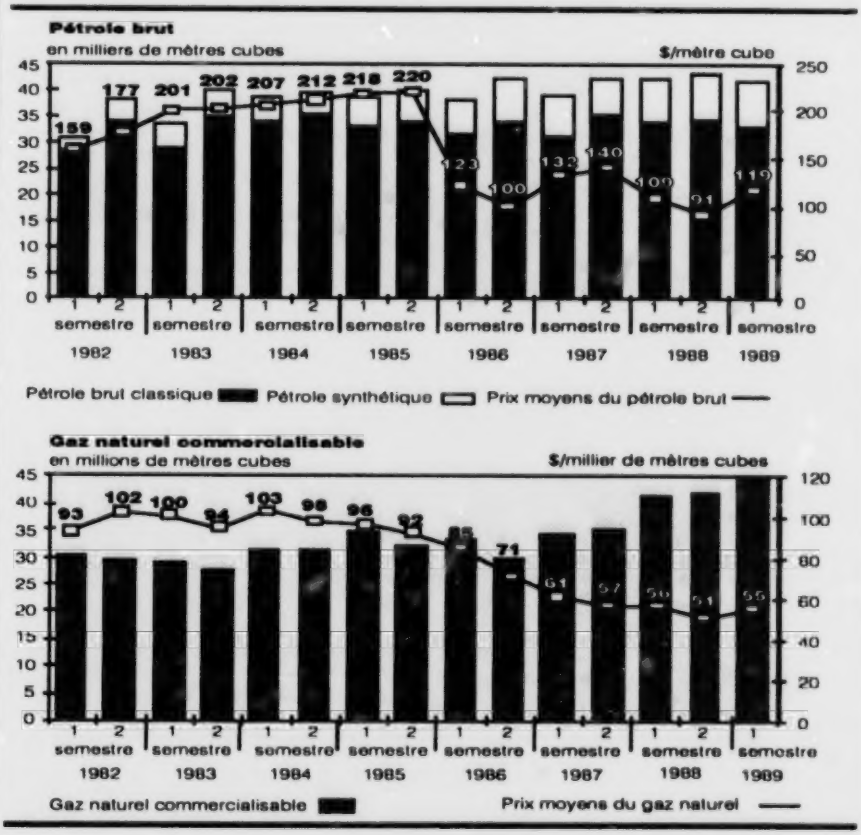
Les recettes tirées de l'activité amont ont augmenté de 2% (175 millions de dollars) au cours du premier semestre de 1989, atteignant 8,6 milliards de dollars (annexe B1). La baisse de la production de pétrole brut (2%) a été largement contrebalancée par la hausse des prix du pétrole brut[1] au cours du premier semestre de 1989, ce qui a fait monter de 340 millions de dollars les recettes tirées du pétrole brut. De plus, l'accroissement de 7% de la production de gaz naturel commercialisable a plus que compensé la baisse des prix du gaz, entraînant une augmentation de 100 millions de dollars des recettes provenant du gaz naturel. Par ailleurs, les recettes tirées du soufre ont baissé de 33% car la demande a fléchi de 41%.

Le prix de vente moyen du pétrole brut (y compris la production des sables pétrolifères) a augmenté de 9% au cours du premier semestre de 1989 par rapport à la période correspondante de 1988, soit 119 $ le mètre cube (18,95 $ le baril) contre 109 $ le mètre cube (17,33 $ le baril). Les prix du gaz naturel ont diminué de 2% au cours des six premiers mois de 1989 pour se fixer à une moyenne de 55 $ le millier de mètres cubes (1,56 $ le millier de pieds cubes) contre 56 $ le millier de mètres cubes (1,59 $ le millier de pieds cubes) au cours de la même période en 1988.

---

(1) Les prix du pétrole brut et du gaz naturel obtenus par les producteurs canadiens reflètent l'effet contradictoire des prix internationaux plus élevés et la remontée du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les prix internationaux du pétrole étant habituellement donnés en dollars américains, lorsque le dollar canadien remonte, la valeur en dollars canadiens des prix diminue. Cependant, la hausse des prix internationaux du pétrole a plus que compensé la remontée du dollar canadien.

Graphique 3.
Production et prix du pétrole et du gaz naturel, 1982 à 1989



Au cours du premier semestre de 1989, les bénéfices nets tirés de l'activité amont se sont chiffrés à 515 millions de dollars, soit une hausse de 12% (55 millions de dollars) par rapport à la période correspondante de 1988.
L'accroissement des recettes, ajouté à la diminution des frais d'intérêt (16%) de l'impôt sur le revenu courant et de l'impôt reporté, ainsi que des redevances payées, a largement annulé l'augmentation des frais d'exploitation et des frais non monétaires (Annexe B1).
Les frais d'exploitation unitaires sont passés de 31,20 $ le mètre cube au cours du premier semestre de 1988 à 31,85 $ le mètre cube au cours de la même période en 1989 car la production de pétrole brut des sables pétrolifères, dont le coût est plus élevé, a augmenté de 8% alors que la production de pétrole brut classique a diminué de 4%. Les ressources d'autofinancement du secteur amont ont augmenté de 7%, soit 220 millions de dollars, pour atteindre 3,3 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1989 (Annexes B1 à B8).

Les sociétés sous contrôle canadien ont signalé une hausse de 85 millions de dollars (39%) de leurs bénéfices nets provenant du secteur amont, qui se sont élevés à 300 millions de dollars. Ce relèvement des bénéfices nets était attribuable à l'augmentation des recettes ainsi qu'à la diminution des redevances payées et des frais non monétaires (y compris l'impôt reporté), lesquelles ont largement annulé la hausse des frais d'intérêt et des frais d'exploitation. Les ressources d'autofinancement n'ont pas changé, se chiffrant à1,3 milliard de dollars au cours du premier semestre de 1989 tout comme à la période correspondante de 1988 (Annexe B6).

Les sociétés sous contrôle étranger ont vu leurs bénéfices du secteur amont baisser à 210 millions de dollars, soit une réduction de 12% (30 millions de dollars), par suite de l'accroissement de leurs frais d'exploitation et frais non monétaires (qui ont augmenté de 240 millions de dollars). Les ressources d'autofinancement, qui ne furent pas touchées par les frais non monétaires, ont augmenté de 12% au cours du premier semestre de 1989 par rapport à 1988, pour se situer à 2 milliards de dollars (Annexe B7).

Tableau 5.
Rendement financier des activités amont en milliards de dollars
Premier semestre

	1988	1989	Variation	%
Recettes totales	**8,4**	**8,6**	**0,2**	**2**
moins:				
Frais d'exploitation	2,9	3,0	0,1	4
Frais d'intérêt	0,8	0,6	– 0,2	– 16
Redevances, taxes	1,4	1,4	–	–
Autres dépenses	2,5	2,6	0,1	7
Revenus avant impôt	**0,9**	**0,9**	**–**	**–**
Impôts courants	0,2	0,2	–	– 14
Impôts reportés	0,2	0,2	–	– 16
Bénéfices nets avant les éléments inhabituels	0,5	0,5	–	14
Gains inhabituels	–	–	–	–
Bénéfices nets	**0,5**	**0,5**	**–**	**12**

Secteur aval

Activités liées aux produits pétroliers

Les recettes tirées du raffinage et de la commercialisation des produits pétroliers ont augmenté de 3% au cours du premier semestre de 1989, se chiffrant à 11,2 milliards de dollars, grâce principalement à l'accroissement de 6% des ventes. Cette augmentation des recettes était aussi attribuable au fait que les sociétés ont répercuté la majoration de 8% des taxes fédérales de vente et d'accise sur les consommateurs.

Au cours du premier semestre de 1989, les bénéfices nets ont atteint 420 millions de dollars, soit 29% (95 millions de dollars) de plus qu'au cours de la période correspondante de 1988. La hausse des recettes et la baisse du coût des produits vendus a largement annulé l'accroissement des dépenses dans toutes les autres catégories, ce qui a fait monter les profits.

Les ressources d'autofinancement provenant des activités liées aux produits pétroliers ont grimpé de 26%, soit 160 millions de dollars, par rapport à 1988, pour se chiffrer à 790 millions de dollars au cours du premier semestre de 1989 (Annexe B9).

La marge bénéficiaire brute, c'est-à-dire l'excédent des recettes moyennes tirées de la vente de produits sur les taxes directes et le coût des produits vendus, a atteint 6,7 cents le litre au cours du premier semestre de 1989, contre 6,1 cents le litre en 1988. Ce relèvement était attribuable à l'accroissement de la demande de produits pétroliers et à la diminution des coûts des produits vendus (Annexe A22).

Le coût moyen d'acquisition du pétrole brut aux raffineurs, ventilé par région, et les frais de transport correspondants sont présentés aux annexes A6 et A7.

Tableau 6.
Rendement financier et marges bénéficiaires, produits pétroliers
Premier semestre

	1988		1989		Variation
	millions de $	¢/litre	millions de $	¢/litre	¢/litre
Chiffre d'affaires brut	10 928	27,26	11 244	26,54	- 0,72
Autres recettes	301	0,75	341	0,81	0,06
Recettes totales	**11 228**	**28,01**	**11 586**	**27,35**	**- 0,66**
moins:					
Taxes d'accise et de vente fédérales	1 968	4,91	2 120	5,00	0,10
Coût des produits vendus	6 800	16,96	6 623	15,64	- 1,33
Marge bénéficiaire brute	**2 460**	**6,14**	**2 843**	**6,71**	**0,57**
moins:					
Frais de commercialisation, de vente et d'administration	1 602	4,00	1 759	4,15	0,16
Revenu en espèces avant intérêts et impôts courants	**858**	**2,14**	**1 084**	**2,56**	**0,42**
Frais d'intérêt	37	0,09	65	0,15	0,06
Impôts courants	191	0,48	227	0,54	0,06
Revenu en espèces après impôts courants	**630**	**1,57**	**791**	**1,87**	**0,30**
Dépréciation et autres frais non monétaires	281	0,70	302	0,71	0,01
Impôts sur le revenu reportés	51	0,13	71	0,17	0,04
Gains extraordinaires	26	0,06	1	0,00	- 0,06
Bénéfices nets après postes extraordinaires	**324**	**0,81**	**419**	**0,99**	**0,18**

Autres activités aval
Les bénéfices nets tirés des autres activités aval, surtout des activités liées à la pétrochimie, n'ont pas changé au cours du premier semestre de 1989 par rapport à la période correspondante de 1988, se chiffrant de nouveau à 265 millions de dollars. L'augmentation des recettes fut contrebalancée par l'accroissement des frais d'exploitation, des frais d'intérêt et des frais non monétaires (y compris l'impôt reporté). Les ressources d'autofinancement ont augmenté de 7% pour atteindre 395 millions de dollars (Annexe B9).

Total du secteur aval
Les recettes totales tirées des produits pétroliers et pétrochimiques ont progressé de 3% pour s'établir à 13,5 milliards de dollars. Les bénéfices nets tirés de l'ensemble du secteur aval ont grimpé de 16%, passant de 590 millions de dollars en 1988 à 685 millions au cours du premier semestre de 1989, alors que les ressources d'autofinancement ont augmenté de 18% (185 millions de dollars) pour atteindre 1,2 milliard de dollars.

Autres activités au Canada

Ce secteur, qui englobe les revenus et les charges de la société, a enregistré une perte nette de 170 millions de dollars pendant les six premiers mois de 1989, alors qu'il avait réalisé un profit de 70 millions de dollars au cours de la période correspondante de 1988. Au premier semestre de 1989, des annulations intersectorielles considérables furent portées au compte de l'impôt sur le revenu courant et signalées comme impôt négatif sur le revenu courant. À elles seules, ces écritures auraient eu pour effet d'augmenter les bénéfices nets déclarés. Cependant, la diminution des recettes et la hausse marquée de 205 millions de dollars des frais d'intérêt (déclarés comme charge de la société) ont entraîné une perte nette en 1989. Les ressources d'autofinancement, touchées par les mêmes facteurs, étaient déficitaires de 145 millions de dollars au premier semestre de 1989, alors que ce poste était créditeur de 155 millions de dollars au cours de la période correspondante de 1988.

Comme il est précisé dans les examens antérieurs de l'activité, bon nombre de sociétés imputent les opérations de financement et, par conséquent, les frais d'intérêt au poste des "affaires de la société" qui, par définition, fait partie intégrante des "autres activités au Canada". Bien qu'un plus grand nombre de sociétés imputent maintenant leurs frais d'intérêt à d'autres secteurs, 39% de tous les frais d'intérêt de l'industrie sont toujours imputés à ce secteur qui ne rapporte que 6% de l'ensemble des recettes.

Activités à l'étranger

Au cours du premier semestre de 1989, les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger sont passés à 85 millions de dollars, soit une baisse de 3% par rapport à 1988. La hausse de 14% des recettes fut largement contrebalancée par l'accroissement de 38% des frais non monétaires. Les activités à l'étranger des sociétés pétrolières canadiennes sont surtout liées à la production du pétrole et du gaz. Par conséquent, l'augmentation des recettes reflétait les mêmes facteurs qui ont influé en général sur l'activité amont au Canada. Les ressources d'autofinancement, qui ne furent pas touchées par les frais non monétaires, ont grimpé de 32%, pour atteindre 325 millions de dollars (Annexe B1).

Tableau 7.
Rendement financier du secteur aval, par sous secteur
en millions de dollars
Premier semestre

	Bénéfices Nets			Ressources d'autofinancement		
	1988	1989	Variation %	1988	1989	Variation %
Produits pétroliers	324	419	29	630	791	26
Produits pétrochimiques	264	264	–	372	397	7
Total, secteur aval	588	683	16	1 003	1 188	18

2

Sources et affectations de fonds(1)

Vue d'ensemble

Au cours du premier semestre de 1989, les fonds de l'industrie du pétrole, avant les "affectations discrétionnaires", ont augmenté de 6,1 milliards de dollars (166%), pour se chiffrer à 9,7 milliards de dollars, par suite de l'accroissement de 5,9 milliards de dollars des entrées externes nettes ainsi que de l'augmentation de 180 millions de dollars des ressources d'autofinancement. Les entrées externes nettes se sont chiffrées à 5,1 milliards de dollars en 1989, contre une sortie nette de 815 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988.

Pour ce qui est de la dette à long terme, les nouvelles émissions ont dépassé de 3,6 milliards de dollars les remboursements, comparativement à 865 millions de dollars de remboursements nets au cours du premier semestre de 1988. Le nouvel avoir propre, net des rachats, a atteint 1,4 milliard de dollars au premier semestre de 1989 par opposition à 50 millions de dollars au cours de la période correspondante de 1988. L'accroissement de la dette à long terme et de l'avoir propre peut être attribué en très grande partie à la mobilisation des fonds requis pour financer la prise de contrôle d'autres entreprises dans l'industrie du pétrole.

Au cours des six premiers mois de 1989, les dépenses nettes en capital ont diminué de 18% pour s'établir à 3,4 milliards de dollars. Les paiements de dividendes ont grimpé de 16%, passant de 685 à 795 millions de dollars. L'excédent de la catégorie "Toutes autres affectations" sur "Toutes autres sources" au cours du premier semestre de 1989 est le résultat de l'achat d'actifs et des prises de contrôle.

La diminution nette du fonds de roulement de 1,2 milliard de dollars durant les six premiers mois de 1988 contraste avec sa légère baisse de 1989, soit 85 millions de dollars. La diminution du fonds de roulement signalée en 1988 était

(1) Les sources et affectations de fonds d'une entreprise individuelle sont communiquées à l'ASSP sur une base nette. Par exemple, une entreprise contractant et remboursant une dette n'indique que le montant net. Le même principe s'applique aux changements intervenant dans les avoirs propres et le fonds de roulement. Pour l'ensemble de l'industrie, l'ASSP additionne les montants nets afin d'établir la contribution ou le retrait nets de fonds à d'autres secteurs de l'économie. Cependant, afin de permettre au lecteur de faire la distinction entre la nouvelle dette à long terme et le remboursement de la dette, etc., l'ASSP indique ces montants séparément au tableau 9.

Tableau 8.
Sources et affectations de fonds (nettes) en milliards de dollars
Premier semestre

	1988	1989	Variation	%
Ressources d'autofinancement				
Bénéfices nets avant les postes inhabituels	1,2	1,1	– 0,1	– 4
Frais non monétaires	3,3	3,5	0,2	7
Ressources d'autofinancement	**4,5**	**4,6**	**0,1**	**4**
Sources externes nettes				
Nouvelle dette à long terme, après les remboursements	– 0,9	3,6	4,5	–
Nouvel avoir propre après les rachats	0,1	1,4	1,3	–
Sources externes nettes	**– 0,8**	**5,1**	**5,9**	**–**
Sources nettes	**3,6**	**9,7**	**6,1**	**166**
Affectations discrétionnaires				
Dépenses en capital nettes	4,2	3,4	– 0,8	– 18
Paiements de dividendes	0,7	0,8	0,1	16
Autres affectations, après autres sources	–	5,6	5,6	–
Affectations nettes	**4,9**	**9,8**	**4,9**	**100**
Augmentation nette du fonds de roulement	**– 1,2**	**– 0,1**	**1,1**	**–**

partiellement attribuable à un emprunt à court terme contracté par une importante société sous contrôle canadien pour financer le rachat d'actions privilégiées. De plus, du fait que la dette à long terme de plusieurs entreprises acculées à la faillite est devenue exigible, il y a eu augmentation des dettes à court terme, ce qui a entraîné une réduction du fonds de roulement (Annexe B10).

Sources et affectations de fonds (brutes)

Au cours des six premiers mois de 1989, les fonds externes sont provenus de diverses sources, mais ils ont été moins importants quantitativement que les affectations connexes. La nouvelle dette à long terme s'est établie à 4,6 milliards de dollars, soit une hausse de 3,7 milliards de dollars, alors que le remboursement de la dette a diminué de 48% (865 millions de dollars) pour se chiffrer à 935 millions de dollars. Les nouvelles émissions d'actions ont augmenté de 865 millions de dollars pour s'établir à 2 milliards de dollars, tandis que les réductions de l'avoir propre ont baissé à 560 millions de dollars au cours du premier semestre de 1989. L'accroissement de la nouvelle dette à long terme et de l'avoir propre était attribuable en grande partie aux prises de contrôle.

Les augmentations du fonds de roulement déclarées individuellement ont totalisé 1,7 milliard de dollars durant le premier semestre de 1989, soit une hausse de 455 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 1988 (1,3 milliard de dollars). Par ailleurs, les diminutions du fonds de roulement déclarées individuellement ont totalisé 1,8 milliard de dollars au cours du premier semestre de 1989 comparativement à 2,5 milliards de dollars au cours de la période correspondante de 1988.

Les fonds de la catégorie "toutes autres sources" comprennent notamment le produit des ventes de propriétés de pétrole et de gaz naturel. La diminution des entrées des "autres sources", qui se chiffraient à 1,5 milliard de dollars au cours du premier semestre de 1989 par opposition à 2,3 milliards en 1988, reflète principalement la réduction des ventes d'actifs. L'augmentation signalée dans la catégorie "toutes autres affectations", qui sont passées de 2,4 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1988 à 7,1 milliards en 1989, était attribuable en grande partie à l'accroissement des fonds consacrés aux prises de contrôle, reflétant l'achat de sociétés entières plutôt que d'éléments d'actif. Par ailleurs, les fonds affectés à l'achat d'actifs sont passés de 935 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988 à 435 millions de dollars en 1989.

Au cours des six premiers mois de 1989, les dépenses nettes en capital ont atteint 3,5 milliards de dollars, soit une baisse de 16% (670 millions de dollars) par rapport à la période correspondante de 1988 (pour plus de précisions, voir le tableau 13).

Tableau 9.
Catégories choisies de sources et d'affectations de fonds
en milliards de dollars[a]
Premier semestre

	1987	1988	Variation	%
Nouvelle dette à long terme[b]	0,9	4,6	3,7	387
Remboursement de la dette à long terme[d]	1,8	0,9	– 0,9	– 48
Dette à long terme, après remboursements	**– 0,9**	**3,6**	**4,5**	**–**
Nouvel avoir propre[b]	1,1	2,0	0,9	76
Rachat de l'avoir propre[d]	1,1	0,6	– 0,5	– 48
Avoir propre net, après rachats	**0,1**	**1,4**	**1,3**	**–**
Augmentation du fonds de roulement[d]	1,3	1,7	0,4	36
Diminution du fonds de roulement[b]	2,5	1,8	– 0,7	– 28
Variation du fonds de roulement net	**– 1,2**	**– 0,1**	**1,1**	**–**
Toutes autres sources[c]	2,3	1,5	– 0,8	– 35
Toutes autres affectations[e]	2,4	7,1	4,7	201
Autres affectations après les autres sources nettes	**–**	**5,6**	**5,6**	**–**
Total des dépenses en capital	4,4	3,5	– 0,9	– 20
PCEEMV, PESP et autres programmes semblables	0,2	0,1	– 0,1	– 45
Dépenses en capital nettes	**4,2**	**3,4**	**– 0,8**	**– 18**

Nota:
(a) L'annexe B10 fournit plus de détails à ce sujet.
(b) Représente les montants d'une nouvelle dette à long terme, du nouvel avoir propre ou des fonds provenant de la réduction des fonds de roulement des sociétés qui ont déclaré avoir obtenu des fonds nets de ces sources.
(c) Comprend les gains inhabituels; les pertes inhabituelles figurent au titre 'Toutes autres affectations'.
(d) Représente l'affectation nette de fonds au remboursement de la dette à long terme, au rachat de l'avoir propre, ou à l'accroissement du fonds de roulement par les sociétés qui ont déclaré des affectations de fonds à ces fins.
(e) Principalement des fonds affectés aux acquisitions d'usines et de propriétés appartenant à d'autres sociétés et des fonds affectés à des prises de contrôle sur des sociétés.

Ressources d'autofinancement

Les ressources d'autofinancement de l'industrie pétrolière ont augmenté de 180 millions de dollars (4%) pour se situer à 4,6 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1989, grâce principalement au relèvement des prix du pétrole brut, à l'accroissement des ventes de gaz naturel ainsi qu'à la diminution des redevances, du coût des produits vendus et de l'impôt sur le revenu courant. Ces facteurs ont largement annulé l'effet de la majoration des taxes de vente et d'accise ainsi que de l'augmentation des frais d'intérêt et des frais d'exploitation (y compris les frais généraux et administratifs). Dans le secteur amont, les ressources d'autofinancement ont augmenté de 7% (220 millions de dollars) pour se fixer à 3,3 milliards de dollars.

Dans le secteur aval, elles ont grimpé de 18% (185 millions de dollars) pour se chiffrer à 1,2 milliard de dollars, gain réalisé grâce à l'accroissement des marges bénéficiaires dans les secteurs des produits pétroliers et de la pétrochimie. Les ressources d'autofinancement provenant des autres activités au Canada sont passées de 155 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988 à un déficit de 145 millions de dollars au cours de la même période en 1989, cette baisse étant largement attribuable à la réduction des recettes et à l'imputation à ce secteur des frais d'intérêt liés aux prises de contrôle. Par ailleurs, les ressources d'autofinancement provenant de l'activité à l'étranger ont augmenté de 32% au cours du premier semestre de 1989 pour se situer à 325 millions de dollars, grâce au relèvement des prix du pétrole brut.

Les ressources d'autofinancement des *sociétés sous contrôle canadien* ont augmenté de 3% pour se fixer à 1,9 milliard de dollars, principalement en raison du bon rendement des activités aval et des activités à l'étranger qui a largement contrebalancé le rendement, médiocre des autres activités au Canada. Les ressources d'autofinancement provenant des activités amont n'ont pas changé.

Les ressources d'autofinancement des *sociétés sous contrôle étranger* sont passées à 2,7 milliards de dollars, soit une hausse de 5% provenant de tous les secteurs, sauf celui des autres activités au Canada.

Tableau 10.
Ressources d'autofinancement, par secteur et par segment
en milliards de dollars[a]
Premier semestre

	1988	1989	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	1,3	1,3	–	–
Aval	0,3	0,5	0,2	32
Autres[b]	0,2	0,1	– 0,1	– 29
Total des sociétés sous contrôle canadien	**1,9**	**1,9**	**–**	**3**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	1,7	2,0	0,3	12
Aval	0,7	0,7	–	11
Autres[b]	0,1	– 0,1	– 0,2	–
Total des sociétés sous contrôle étranger	**2,6**	**2,7**	**0,1**	**5**
Total de l'industrie				
Amont	3,1	3,3	0,2	7
Aval	1,0	1,2	0,2	18
Autres[b]	0,4	0,2	– 0,2	– 55
Grand Total	**4,5**	**4,6**	**0,1**	**4**

Nota:
(a) Voir les annexes B1, B6 et B7 pour plus de détails.
(b) Comprend les ressources d'autofinancement tirées des activités à l'étranger et des autres activités au Canada.

Subventions d'encouragement et crédits d'impôt

Le 25 mars 1987, le gouvernement canadien a annoncé la création du Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur (PCEEMV), lequel vise à fournir une aide directe à l'industrie au titre des dépenses en capital du secteur amont. Le niveau auquel les subventions sont gagnées a été ramené, en octobre 1988, de 33 1/3% à 25% des dépenses en capital admissibles.

Le 1er octobre 1988, le Programme canadien d'encouragement à l'exploration (PCEE) était lancé. Ce programme prévoit l'octroi de subventions correspondant à 30% des frais d'exploration admissibles lorsque ceux-ci sont engagés dans le cadre d'une entente de financement par actions accréditives. La société peut conserver les subventions qu'elle touche dans le cadre du programme ou en faire bénéficier les investisseurs. Certaines subventions furent encore versées dans le cadre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) en 1987 et 1988 car il fallait respecter les engagements pris en vertu d'ententes qui étaient encore en vigueur le 31 mars 1986 lorsque le programme fut abandonné.

Le montant total des subventions est passé de 159 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988 (en partie des subventions du PESP) à 104 millions de dollars en 1989 (principalement des subventions du PCEEMV et du PCEE). Les sociétés sous contrôle canadien ont reçu 59% des subventions versées en 1989, comparativement à 52% au cours du premier semestre de 1988.

Tableau 11.
Subventions d'encouragement par région et par secteur
en millions de dollars
Premier semestre

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1988	1989	1988	1989	1988	1989
Provinces	79	61	74	43	152	103
Terres du Canada	4	–	3	–	7	–
Total au Canada	83	61	76	43	159	104

Nota:
Pour plus de détails, voir l'annexe A17.

Les dépenses d'exploration se rapportant à des puits coûtant plus de 5 millions de dollars, donnent droit aux crédits d'impôt à l'exploration (CIE) à raison de 25% des dépenses admissibles. Ces crédits et les crédits d'impôt à l'investissement (CII) sont tombés à 13 millions de dollars au cours du premier semestre de 1989, contre 52 millions de dollars en 1988, baisse attribuable à la diminution des crédits visant les provinces aussi bien que les Terres du Canada. Le montant du CII a été réduit depuis l'an dernier. De plus, ce crédit sera complètement supprimé peu à peu sauf si les dépenses sont engagées dans une région désignée ou visent certains types de recherche scientifique et de développement.

Tableau 12.
Crédits d'impôt à l'exploration et à l'investissement en millions de dollars
Premier semestre

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1988	1989	1988	1989	1988	1989
Provinces	17	1	12	–	29	1
Terres du Canada	14	7	8	5	22	12
Total au Canada	31	8	21	5	52	13

Dépenses en capital

Durant les six premiers mois de 1989, les dépenses en capital brutes ont diminué de 880 millions de dollars (20%) pour se chiffrer à 3,5 milliards de dollars : les dépenses intérieures ont baissé de 21%, alors que les dépenses à l'étranger ont augmenté de 1%. Les dépenses à l'étranger correspondaient à 7% de l'ensemble des dépenses en capital, par opposition à 6% au cours des six premiers mois de 1988. Les dépenses en amont formaient encore le gros des dépenses en capital, constituant 75% du total au cours du premier semestre de 1989 contre 79% en 1988. Tous les éléments du secteur amont ont affiché des baisses, à l'exception de celui de la production. Les dépenses en aval ont baissé de 18%, alors que les dépenses non précisées ont grimpé de 27%.

Tableau 13.
Dépenses en capital en milliards de dollars[a]
Premier semestre

	1988	1989	Variation	%	Part du total 1988 %	Part du total 1989 %
Amont						
Exploration	1,7	1,3	– 0,4	– 21	37	37
Mise en valeur	0,6	0,4	– 0,2	– 39	14	11
Production	0,8	0,8	–	5	17	23
Non classique[b]	0,4	0,2	– 0,2	– 63	10	5
Total Amont[c]	**3,5**	**2,7**	**– 0,8**	**– 24**	**79**	**75**
Aval	0,5	0,4	– 0,1	– 18	12	12
Extraction des ressources énergétiques	–	–	–	21	0	1
Autres	0,1	0,2	0,1	27	3	5
Total des dépenses au Canada	**4,2**	**3,3**	**– 0,9**	**– 21**	**94**	**93**
Dépenses à l'étranger	**0,2**	**0,2**	**–**	**1**	**6**	**7**
Total des dépenses	**4,4**	**3,5**	**– 0,9**	**– 20**	**100**	**100**
Subventions d'encouragement et autres recettes	0,2	0,1	– 0,1	– 46		
Dépenses en capital nettes	**4,2**	**3,4**	**– 0,8**	**– 19**		
Rappel: Dépenses en capital amont (Nettes des subventions d'encouragement et autres recettes)	3,3	2,5	– 0,8	– 22		

Nota:
(a) Pour une ventilation plus détaillée, voir l'annexe B11 et B12.
(b) Comprend les produits des sables pétrolifères et du pétrole lourd non classique.
(c) Comprend les subventions du PCEE, du PCEEMV et d'autres recettes.

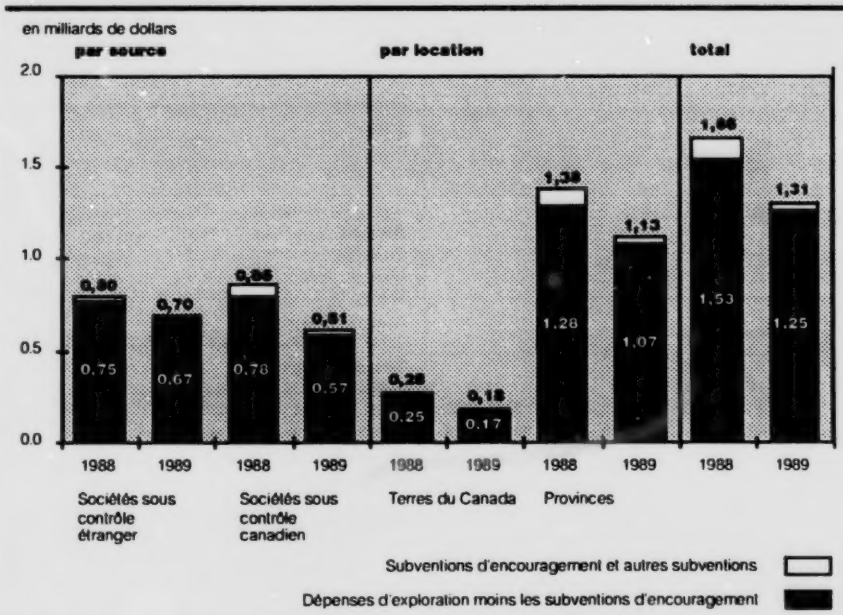
Secteur amont : La baisse des prix du pétrole brut, qui ont atteint en 1988 leur plus bas niveau moyen en dix ans, a suscité beaucoup d'incertitude quant à l'évolution future des prix du pétrole, laquelle a eu pour effet de décourager les dépenses en capital en 1989. Au cours du premier semestre de 1989, les sociétés ont réduit leurs dépenses à 2,7 milliards de dollars, soit une baisse de 830 millions de dollars (24%) par rapport à la période correspondante de 1988. Les dépenses ont diminué dans toutes les catégories, à l'exception de la production. Si les dépenses ont augmenté au chapitre de la production, c'est grâce à l'essor de la construction d'usines de traitement du gaz naturel, mises en chantier pour tirer profit de la demande croissante de gaz naturel.

Déduction faite des subventions d'encouragement, les dépenses engagées dans le secteur amont par les sociétés sous contrôle canadien ont diminué de 23% et celles des sociétés sous contrôle étranger, de 22%. Par conséquent, la part des dépenses en capital attribuable au groupe des sociétés sous contrôle canadien a diminué de 0,2 point de pourcentage et correspondait à 43,7% de l'ensemble des dépenses au premier semestre de 1989 (Annexe B11).

Les dépenses d'exploration sont passées à 1,1 milliard de dollars dans les provinces (une baisse de 18%) et à 185 millions de dollars dans les Terres du Canada (une baisse de 35%). Il en est résulté une diminution de 21% de l'ensemble des dépenses d'exploration, qui ont baissé à 1,3 milliard de dollars. Les dépenses engagées dans les Terres du Canada constituaient 14% des dépenses totales, comparativement à 17% au premier semestre de 1988; cette baisse a touché toutes les régions des Terres du Canada.

Durant les six premiers mois de 1989, les dépenses d'exploration des sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 13% et celles des sociétés sous contrôle canadien, de 29%. Les sociétés sous contrôle canadien comptaient pour 47% de l'ensemble des dépenses d'exploration, soit une baisse de 5 points de pourcentage par rapport au premier semestre de 1988.

Graphique 4.
Dépenses d'exploration au Canada
Premier semestre



Secteur aval : Les dépenses engagées dans le secteur aval se chiffraient à 430 millions de dollars au premier semestre de 1989, soit une baisse de 18%, attribuable au parachèvement d'une usine de valorisation du pétrole lourd en 1988. Ainsi, les réductions des dépenses affectées aux raffineries ont largement contrebalancé l'accroissement des dépenses consacrées aux usines pétrochimiques et aux points de vente.

Extraction des ressources énergétiques minières et autres : Les dépenses consacrées à l'extraction des ressources énergétiques minières ont diminué, mais toutes les autres ont augmenté, y compris celles des installations pour extraction minière, des navires de forage, des caissons et des installations de forage. Cette dernière catégorie de dépenses comprend aussi le montant capitalisé des intérêts payés relativement aux dépenses avant la mise en route des projets.

Taux de réinvestissement

Le taux global de réinvestissement de l'industrie du pétrole, c'est-à-dire le total des dépenses en capital nettes[1] par rapport aux ressources d'autofinancement provenant de tous les secteurs d'activité, était de 73% au premier semestre de 1989, soit une baisse par rapport au taux de 94% enregistré au cours de la période correspondante de 1988 (Annexe A15).

L'effondrement des prix du pétrole brut en 1986, suivi de leur redressement partiel en 1987 puis d'une autre chute en 1988, lorsque les prix ont atteint leur plus bas niveau moyen en près d'une décennie, a suscité beaucoup d'incertitude quant à l'évolution des prix. De plus, la compression des programmes fédéraux et provinciaux d'encouragement a amené l'industrie à montrer plus de prudence avant d'engager de nouvelles dépenses en capital. Par conséquent, les dépenses faites dans le secteur amont ont baissé de 24%. Les secteurs les plus touchés furent les plus coûteux, par exemple les sables pétrolifères (baisse de 63%) et les Terres du Canada (baisse de 31%). Dans l'ensemble, les dépenses en capital ont baissé de 18% au cours du premier semestre de 1989 par rapport à la période correspondante de 1988.

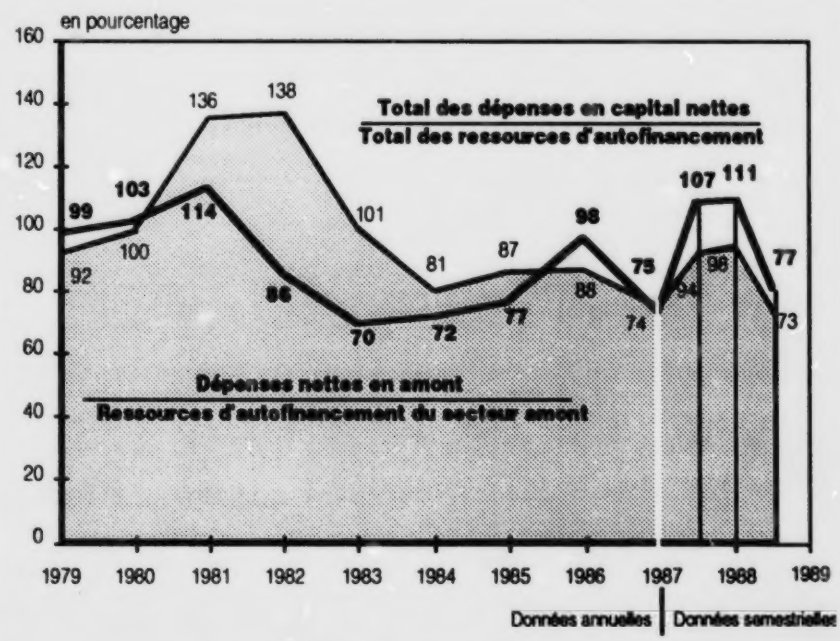
L'augmentation des prix du pétrole brut a largement annulé l'effet de la production réduite de pétrole brut, alors que la production accrue de gaz naturel commercialisable l'a emporté sur la baisse des prix du gaz; il en est résulté une amélioration des ressources d'autofinancement. L'accroissement des ressources d'autofinancement, allié à la baisse des dépenses en capital, a fait baisser le taux de réinvestissement de 21 points de pourcentage, le portant à 73% au cours du premier semestre de 1989.

Les groupes canadien et étranger ont signalé d'importantes diminutions globales de leurs taux de réinvestissement. Celui des sociétés sous contrôle canadien est passé de 105% au premier semestre de 1988 à 80% en 1989, alors que celui des sociétés sous contrôle étranger est passé de 86% à 69%. Au chapitre des activités amont, la mise en comparaison des deux groupes donne des résultats semblables, les sociétés sous contrôle canadien ayant réinvesti 84% de leurs ressources d'autofinancement d'amont (une baisse de 25 points de pourcentage) et les sociétés sous contrôle étranger, 73% (une baisse de 32 points de pourcentage).

Les dépenses en capital du secteur amont (moins les subventions d'encouragement) correspondaient à 77% des ressources d'autofinancement de ce secteur de l'industrie, soit une baisse de 30 points de pourcentage par rapport au premier semestre de 1988. Les ressources d'autofinancement du secteur amont ont augmenté de 7%, alors que les dépenses nettes en capital du même secteur ont chuté de 22%.

(1) Les dépenses en capital nettes sont les dépenses en capital moins les subventions d'encouragement et les recettes d'assurances.

Graphique 5.
Taux de réinvestissement
Premier semestre



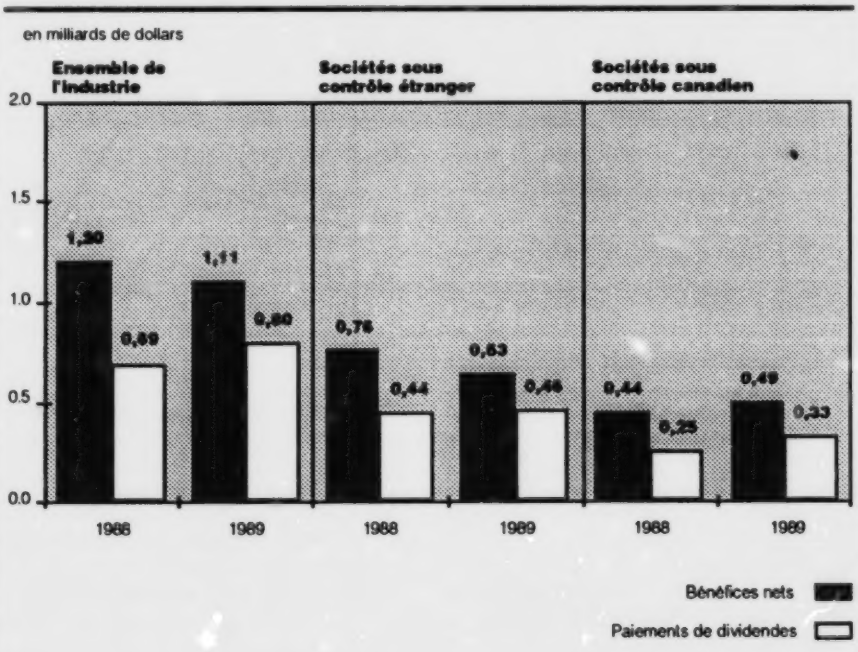
Paiements de dividendes

Les dividendes versés par les sociétés de l'industrie pétrolière ont augmenté de 16%, pour passer à 795 millions de dollars au cours du premier semestre de 1989, alors que les bénéfices nets ont baissé de 7%, passant de 1,2 milliard de dollars au premier semestre de 1988 à 1,1 milliard de dollars. Par conséquent, le taux de distribution pour l'industrie, qui était de 57% au cours des six premiers mois de 1988, est passé à 72% en 1989.

Au cours du premier semestre de 1989, les dividendes versés par les sociétés sous contrôle canadien ont grimpé de 35% pour se chiffrer à 335 millions de dollars, soit un taux de distribution de 68%, alors que les dividendes payés par les sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 5% pour s'établir à 465 millions de dollars, soit un taux de distribution de 74%.

L'accroissement des paiements de dividendes était attribuable à la déclaration d'un important dividende par une société sous contrôle étranger, avant son achat par une autre entreprise. La société en question a payé une partie du dividende sous la forme de "specie" afin de se dédoubler avant sa vente. La nouvelle société ainsi constituée appartenait donc aux actionnaires de la société qui lui a donné naissance. De plus, une société sous contrôle canadien qui n'avait pas l'habitude de payer des dividendes a versé un montant important sur ses actions privilégiées (Annexes A20 et B1).

Graphique 6.
Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets
Premier semestre



3

Comparaison du rendement : industrie pétrolière et autres industries

Comparaison des bénéfices nets

Grâce aux données de Statistique Canada, il est possible de mieux évaluer la performance financière du secteur pétrolier par rapport à celle des autres secteurs de l'économie[1]. Le but d'un tel exercice est d'indiquer l'importance relative de l'industrie du pétrole dans l'ensemble de toutes les industries non financières[2].

Mis à part ceux des sociétés d'État, les bénéfices nets tirés des activités de l'industrie du pétrole au Canada, après déduction des postes extraordinaires, ont diminué de 31%, pour s'établir à un milliard de dollars au cours du premier semestre de 1989, alors que ceux de toutes les autres industries non financières ont augmenté de 3%, pour se chiffrer à 11,9 milliards de dollars. Le graphique 7 fait voir que les bénéfices nets de l'industrie du pétrole au premier semestre de 1989 correspondaient à 8% des bénéfices nets de l'ensemble des industries non financières. Même si ces résultats se comparent très avantageusement aux piètres résultats de 1986, ils sont toujours bien au-dessous du niveau des années précédentes. En comparaison, les bénéfices nets de 11,9 milliards de dollars enregistrés dans l'ensemble des autres industries non financières constituent un niveau record pour un premier semestre.

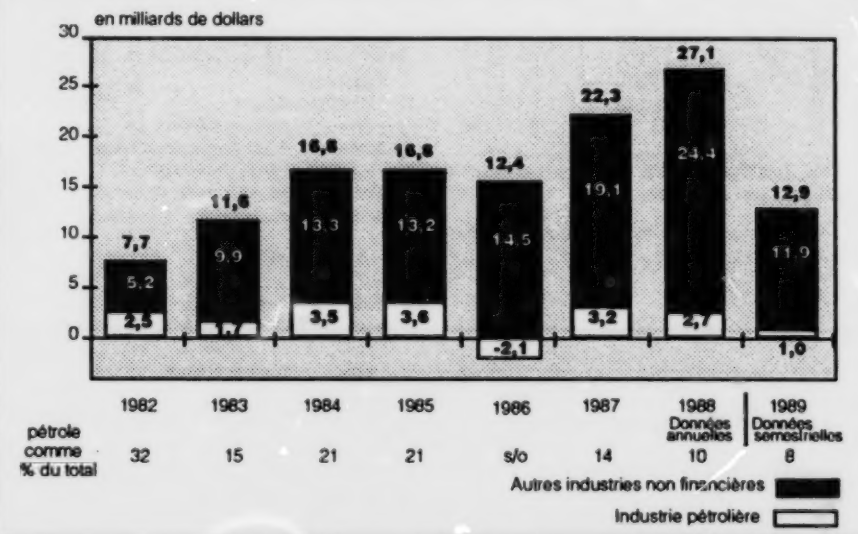
Tableau 14.
Comparaison des bénéfices nets: Industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières en milliards de dollars
Premier semestre

	1988	1989	Change	%
Total, industries non financières (industrie pétrolière non comprise)	11,5	11,9	0,4	3
Industrie pétrolière	1,5	1,0	-0,5	-31
Total, industries non financières (y compris l'industrie pétrolière)	13,0	12,9	-0,1	-1

(1) Les données présentées dans cette section ne correspondent pas tout à fait à celles que l'on trouve ailleurs, bien qu'elles se rapprochent des résultats de l'examen de l'ASSP indiqués dans les chapitres 1 et 2. Les données sur l'industrie pétrolière fournies par Statistique Canada couvrent un plus grand nombre de sociétés que l'examen de l'ASSP, mais ne comprennent pas les entreprises gouvernementales, ni les activités à l'étranger des sociétés pétrolières canadiennes. L'examen de l'ASSP couvre l'ensemble de l'activité des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés d'État, dont l'actif et les recettes dépassent un certain seuil.

(2) Comprend les secteurs manufacturier, minier, des services, etc.

Graphique 7.
Comparaison des bénéfices nets: Industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières
Premier semestre



Dépenses en capital

Selon les données de Statistique Canada, les dépenses en capital brutes (avant déduction des subventions d'encouragement) ont diminué de 23%[1] au premier semestre de 1989 par rapport à 1988 à cause notamment de la chute des prix du pétrole brut enregistrée en 1988 et de l'incertitude qu'elle a suscitée quant à l'évolution des prix.

Les dépenses en capital des autres industries non financières ont augmenté de 5%, grâce principalement à l'accroissement des dépenses des industries de fabrication et d'extraction minière qui a largement contrebalancé la diminution de 10% enregistrée dans la catégorie des "autres industries non financières" au cours des six premiers mois de 1989. L'industrie du pétrole a compté pour 16% de toutes les dépenses en capital faites dans l'ensemble des industries non financières au premier semestre de 1989, soit une baisse de 5 points de pourcentage.

---

(1) Ces données diffèrent sensiblement de celles qui figurent au chaptire 2 parce que les données fournies par Statistique Canada pour cette rubrique incluent certaines acquisitions dans la catégorie des dépenses en capital.

Tableau 15.
Comparaison des dépenses en capital: Industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières en milliards de dollars
Premier semestre

	1988	1989	Variation	%
1. Fabrication	4,9	6,6	1,7	35
2. Extraction minière	1,2	1,3	0,1	10
3. **Autres industries non financières**	**9,9**	**8,8**	**– 1,1**	**– 10**
4. **Total, industries non financières** (industrie pétrolière non comprise)	**16,0**	**16,8**	**0,8**	**5**
5. Industrie pétrolière	4,3	3,3	– 1,0	– 23
6. **Total, industries non financières** (y compris l'industrie pétrolière)	**20,3**	**20,1**	**– 0,2**	**– 1**
7. Ligne 5 en % de la ligne 6	21	16		

Source:
Statistics Canada, 61-003, *Sociétés industrielles – Statistique financière.* Cette analyse ne comprend pas les entreprises gouvernementales. Toutes les dépenses sont brutes et comprennent les subventions de capital.

4

Mouvements internationaux de trésorerie: 1988 et 1987

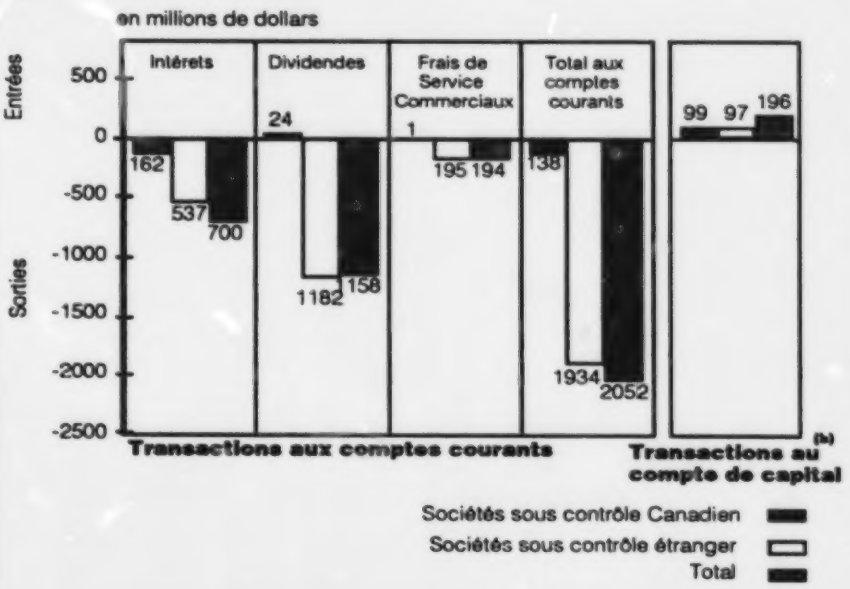
Dans le présent chapitre et les deux suivants (Structure du capital et Données relatives à l'impôt sur le revenu), les statistiques de 1988 sont comparées à celles de 1987. Ces données n'étaient pas disponibles au moment de la parution de l'Examen de l'activité 1988.

Les mouvements internationaux de trésorerie[1] liés aux investissements à long terme de l'industrie canadienne du pétrole se sont traduits par des sorties nettes de 1,9 milliard de dollars en 1988. Les sorties de tout genre enregistrées au compte courant ont plus que compensé les entrées de 195 millions de dollars au compte de capital (annexe A23). Les entrées au compte de capital résultaient d'une augmentation des dettes contractées à l'étranger par les sociétés sous contrôle étranger aussi bien que les sociétés sous contrôle canadien, augmentation qui a largement contrebalancé les sorties attribuables aux investissements directs à l'étranger.

Des paiements d'intérêts et de dividendes (déduction faite des entrées) de 700 millions de dollars et 1,2 milliard de dollars respectivement, de même que des frais de services commerciaux externes nets de 195 millions de dollars, se sont soldés par une sortie nette au compte courant de 2,1 milliards de dollars.

(1) Les données sur les mouvements internationaux de trésorerie proviennent de Statistique Canada. Ces données ne tiennent pas compte des mouvements internationaux de trésorerie qui touchent des sociétés mères non énergétiques et qui résultent de transactions de leurs filiales énergétiques.

Graphique 8.
Mouvements internationaux de trésorerie associés à des investissements à long terme[a] – 1988



Nota:
(a) Tous les chiffres correspondent à des montants nets et ne tiennent pas compte des exportations et des importations de biens et des services de transport. L'annexe A23 donne de plus amples détails, y compris les mouvements de capitaux à court terme, lesquels se sont chiffrés à 1,1 milliard de dollars en 1988 (entrées nettes).
(b) Le compte de capital comprend les fonds associés à des investissements à long terme, comme les sommes investies par une société mère dans une filiale étrangère ou le rapatriement d'un bloc de contrôle détenu par un non résident.

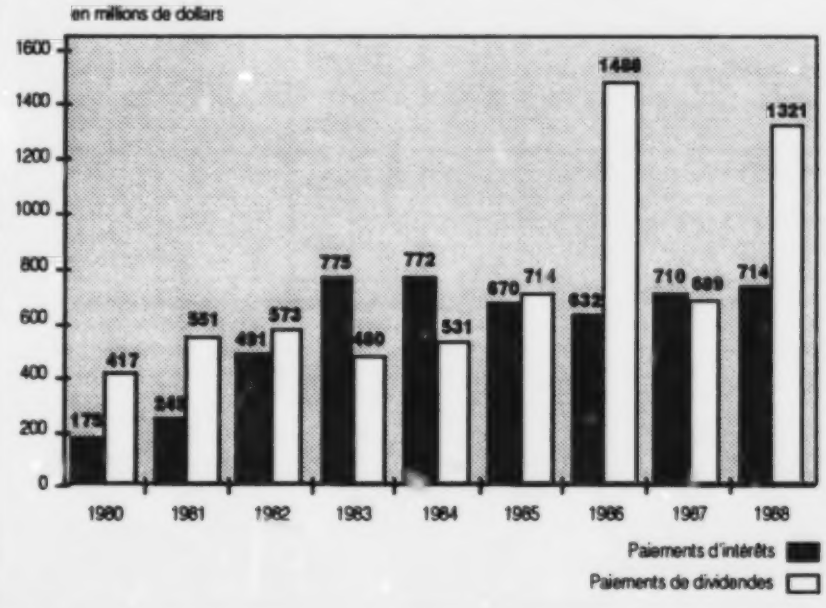
En 1988, *les sociétés sous contrôle canadien* ont déclaré des entrées nettes de capitaux de 100 millions de dollars par suite des emprunts contractés à l'étranger, c'est-à-dire une transaction au compte de capital. Les intérêts et dividendes versés par ce secteur de l'industrie se sont établis à 160 millions et 10 millions de dollars respectivement. Ces sorties ont été partiellement compensées par des paiements de dividendes de 35 millions de dollars provenant de l'étranger. Les paiements effectués au titre des frais de services commerciaux furent négligeables en 1988.

Les sociétés sous contrôle étranger ont enregistré des sorties nettes de 95 millions de dollars au titre du compte de capital. Les entrées de capitaux empruntés à l'étranger ont largement contrebalancé les sorties destinées aux filiales établies à l'étranger. Du côté du compte courant, les versements d'intérêt, de dividendes et de frais de services commerciaux des sociétés sous contrôle étranger à des non résidents se sont chiffrés à 550 millions, 1,3 milliard et 245 millions de dollars respectivement, alors que les entrées atteignaient 15 millions, 130 millions et 50 millions de dollars respectivement. La forte hausse des intérêts versés était attribuable aux prises de contrôle qui eurent lieu au Canada et dans le cadre desquelles le nouveau propriétaire étranger a pris à sa charge la dette de la société canadienne acquise.

Les intérêts et dividendes bruts que l'industrie du pétrole a versés en 1988, soit 2 milliards de dollars, étaient nettement supérieurs à ceux de 1987. Cette hausse était attribuable au versement d'un important dividende qu'une société sous contrôle étranger a déclaré avant qu'une autre entreprise ne l'achète. De plus, une autre société a déclaré un dividende considérable suite à la vente de placements en actions au Canada.

Quant à l'augmentation des intérêts payés à des non résidents, elle était attribuable dans l'ensemble aux taux d'intérêt plus élevés en 1988 comparativement à 1987.

Graphique 9.
Paiements d'intérêts et de dividendes à des non résidents[a]



Nota:
(a) L'annexe A23 contient des détails additionnels sur les paiements de dividendes et d'intérêts en 1988.

De 1981 à 1985, les sorties directes de capitaux du secteur pétrolier canadien pouvaient être imputées au coût des prises de contrôle de sociétés pétrolières et gazières sous contrôle étranger. Ces sorties se sont traduites par une augmentation du taux global de participation canadienne de l'industrie.

En 1988, la part des sociétés canadiennes dans les recettes totales de l'industrie pétrolière provenant des secteurs amont et aval a augmenté de 0,5% car une société sous contrôle étranger s'est départie de son intérêt minoritaire dans une grande société canadienne qui avait des recettes en aval considérables. Cependant, les sorties directes de capitaux de 495 millions de dollars sont liées à l'accroissement des investissements directs que les sociétés des deux groupes ont fait à l'étranger et non à l'augmentation de la part des sociétés canadiennes dans les recettes tirées des secteurs amont et aval.

Graphique 10.
Mouvements directs de fonds par rapport aux fluctuations de la participation canadienne

5

Structure du capital: 1988 et 1987

Le capital total utilisé dans l'industrie canadienne du pétrole a augmenté de 1,1 milliard de dollars (2%) en 1988 par rapport à1987, pour atteindre 62,9 milliards contre 61,8 milliards de dollars en 1987. En 1988, la dette à long terme constituait environ 33% du capital de l'industrie, et l'avoir propre 67%, soit 4 points de pourcentage de plus en faveur de l'avoir propre par rapport à l'année précédente.

La part des sociétés sous contrôle canadien dans le capital utilisé est passé de 58% en 1987 à environ 45% en 1988; cette baisse était attribuable en grande partie à la prise de contrôle de Dome Petroleum Ltd. par La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée. et de L'Énergie Canterra Ltée. par Husky Oil Ltd. ainsi qu'à l'achat partiel de Bow Valley Industries Ltd. par British Gas. Par conséquent, la part des sociétés sous contrôle canadien dans la dette à long terme de l'ensemble de l'industrie, qui s'élevait à 68% en 1987, a baissé à 39% en 1988. De plus, la valeur des actions ordinaires des sociétés sous contrôle canadien a connu une légère hausse pour s'établir à 45% du total.

Tableau 16.
Structure du capital par secteur, 1988 et 1987 en milliards de dollars

	1987	1988	Variation	%	Part du total 1987 %	Part du total 1988 %
Sociétés sous contrôle canadien						
Avoir propre – actions privilégiées	5,7	4,0	– 1,7	– 30	16	14
– actions ordinaires[a]	14,5	16,5	2,0	14	40	58
Avoir propre total	20,2	20,5	0,3	1	56	72
Dette à long terme	15,7	8,1	– 7,6	– 48	44	28
Capital utilisé[b]	**35,9**	**28,6**	**– 7,3**	**– 20**	**100**	**100**
Sociétés sous contrôle étranger						
Avoir propre – actions privilégiées	0,5	1,2	0,7	140	2	4
– actions ordinaires[a]	18,1	20,3	2,2	12	70	59
Avoir propre total	18,6	21,5	2,9	16	72	63
Dette à long terme	7,3	12,9	5,6	77	28	37
Capital utilisé[b]	**25,9**	**34,4**	**8,5**	**33**	**100**	**100**
Total – Industrie						
Avoir propre – actions privilégiées	6,2	5,2	– 1,0	– 16	10	8
– actions ordinaires[a]	32,6	36,8	4,2	13	53	59
Avoir propre total	38,8	42,0	3,2	8	63	67
Dette à long terme	23,0	20,9	– 2,1	– 9	37	33
Total capital utilisé[b]	**61,8**	**62,9**	**1,1**	**2**	**100**	**100**

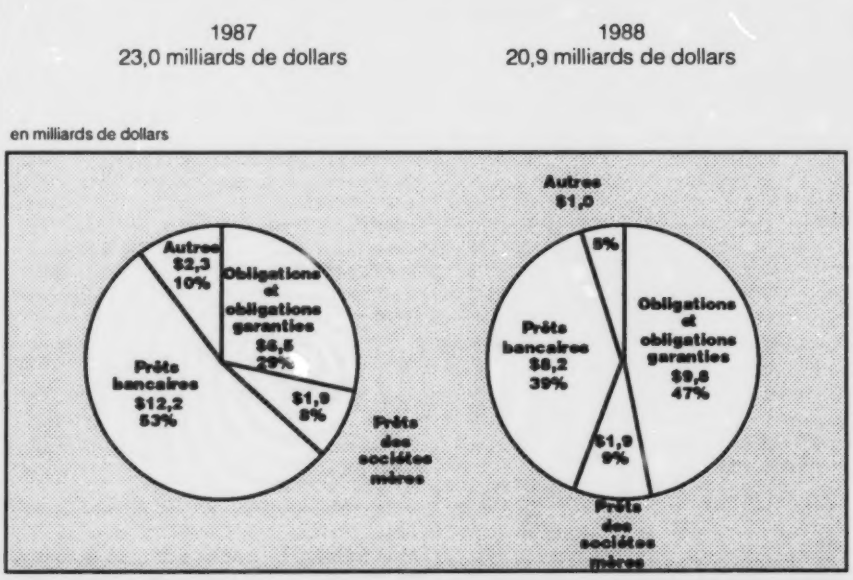
Nota:
(a) Comprend les actions ordinaires, le surplus d'apport et les bénéfices non répartis.
(b) Ne comprend pas la participation minoritaire tel que détaillée à l'annexe A24.

Dette à long terme

En 1988, la dette à long terme de l'industrie canadienne du pétrole a diminué de 2,1 milliards de dollars, soit 9%, pour se chiffrer à 20,9 milliards de dollars. Par suite des prises de contrôle, des prêts bancaires furent renégociés et remplacés par des obligations garanties et non garanties qui, dans de nombreux cas, étaient également détenues par les banques. Exprimés en pourcentage de l'ensemble de la dette à long terme, les prêts bancaires ont baissé de 53% (12,2 milliards de dollars) du total en 1987 à 39% (8,2 milliards de dollars) en 1988, alors que les obligations garanties et non garanties sont passées de 29% à 47% du total (Annexe A24). Environ 51% de cette dette a été contractée à des taux d'intérêt variables basés sur les taux préférentiels canadiens ou américains ou sur le LIBOR (Annexe A24).

Par suite des prises de contrôle, les sociétés sous contrôle étranger ont signalé un accroissement de 77% de leur dette à long terme qui est passée à 12,9 milliards de dollars; elles ont surtout eu recours aux obligations garanties et non garanties. Par ailleurs, les sociétés sous contrôle canadien ont réduit leur dette à long terme à 8,1 milliards de dollars, soit une baisse de 49%, par suite de l'achat de sociétés très endettées par des sociétés sous contrôle étranger. De plus, d'autres sociétés des deux groupes ont vendu certains de leurs actifs productifs dans le but de réduire leur dette.

Graphique 11.
Composition de la dette à long terme de l'industrie



Avoir propre

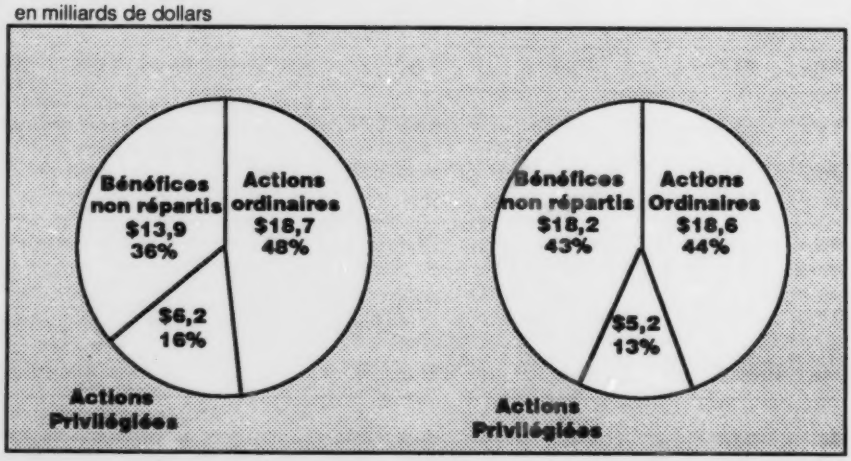
L'avoir propre des actionnaires des sociétés pétrolières au Canada est passé à 42 milliards en 1988, soit une hausse de 3,2 milliards de dollars (8%) par rapport à 1987. La valeur des actions ordinaires a augmenté d'un milliard de dollars en 1988, pour atteindre 16,7 milliards de dollars, par suite des nouvelles émissions que des sociétés sous contrôle étranger ont offertes pour financer leurs prises de contrôle d'autres entreprises. Les bénéfices non répartis se sont chiffrés à 18,3 milliards de dollars en 1988, soit une hausse de 4,3 milliards de dollars attribuable à une prise de contrôle qui a éliminé une société qui, en 1987, avait un déficit considérable au chapitre des bénéfices non répartis. Par contre, la valeur des actions privilégiées a diminué de 17% pour s'établir à 5,2 milliards de dollars à cause du rachat d'actions par des sociétés sous contrôle canadien. Ces changements ont eu pour effet de modifier la composition proportionnelle de l'avoir propre; la part des bénéfices non répartis dans la structure du capital de l'industrie a augmenté de 8 points de pourcentage en 1988, alors que la part des actions privilégiées et celle des actions ordinaires ont diminué chacune de 4 points de pourcentage (Annexe A24).

Graphique 12.
Composition de l'avoir propre de l'industrie

1987
38,4 milliards de dollars

1987
42,0 milliards de dollars

en milliards de dollars



6

Données relatives à l'impôt sur le revenu: 1988 et 1987

Revenu imposable et impôts sur le revenu exigibles

Le revenu imposable de l'industrie du pétrole a chuté de 39%, passant de 4,2 milliards de dollars en 1987 à 2,6 milliards en 1988. Cette forte baisse fut principalement attribuable au marasme du secteur amont durement touché par le fléchissement des prix moyens du pétrole brut et du gaz naturel qui, en 1988, ont atteint leur plus bas niveau depuis près d'une décennie. Par conséquent, les impôts fédéral et provinciaux sur le revenu ont diminué de 39% pour se chiffrer à 830 millions de dollars contre 1,4 milliard en 1987.

L'impôt fédéral exigible s'élevait à 730 millions de dollars, soit une baisse de 450 millions de dollars ou de 38%. Cette diminution était notamment attribuable à la révision du taux de l'impôt fédéral de base, qui est passé de 35% à 28% à compter du 1er juillet 1988, compte tenu du dégrèvement provincial de 10%. Les impôts provinciaux exigibles ont baissé de 180 millions de dollars en 1987 à 100 millions en 1988, bien que le crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances a été moins élevé en 1988, soit 210 millions de dollars par rapport à 250 millions de dollars en 1987.

Tableau 17.
Revenu imposable et impôts sur le revenu exigibles en milliards de dollars

	1987	1988	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Revenu imposable	**0,77**	**0,55**	**– 0,22**	**– 28**
Impôts sur le revenu exigibles:				
Fédéral	0,21	0,13	– 0,08	– 37
Provinciaux	– 0,02	– 0,05	– 0,02	– 109
Impôts sur le revenu exigibles	**0,19**	**0,09**	**– 0,10**	**– 54**
Sociétés sous contrôle étranger				
Revenu imposable	**3,43**	**2,02**	**– 1,41**	**– 41**
Impôts sur le revenu exigibles:				
Fédéral	0,96	0,59	– 0,37	– 38
Provinciaux	0,20	0,15	– 0,06	– 27
Impôts sur le revenu exigibles	**1,16**	**0,74**	**– 0,42**	**– 36**
Total – industrie				
Revenu imposable	**4,20**	**2,58**	**– 1,62**	**– 39**
Impôts sur le revenu exigibles:				
Fédéral	1,17	0,73	– 0,45	– 38
Provinciaux	0,18	0,10	– 0,08	– 44
Total des impôts sur le revenu exigibles	**1,35**	**0,83**	**– 0,52**	**– 39**

Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable

Le revenu comptable net de l'industrie pétrolière est passé de 4,2 milliards de dollars en 1987 à 3,6 milliards en 1988, soit une baisse de 12% (520 millions de dollars). En 1988, un petit nombre de sociétés ont inclus des dividendes intersociétés exceptionnellement élevés dans leur revenu net. Ces dividendes sont habituellement classés dans la catégorie des autres ajouts. Par suite de ce manque d'uniformité des déclarations, le revenu net a été plus élevé en 1988 qu'il ne l'aurait été si toutes les sociétés avaient signalé leurs résultats de la même manière. De plus, le revenu comptable net aurait correspondu davantage au revenu imposable qui se chiffrait à 2,6 milliards de dollars en 1988.

Les sociétés sous contrôle étranger ont déclaré des profits comptables de 2,3 milliards de dollars, comparativement à 2,9 milliards en 1987. Les déductions comptables, qui sont rajoutées aux fins de l'impôt, se sont chiffrées à 6,8 milliards de dollars en 1988, alors que les déductions aux fins de l'impôt ont atteint 6,3 milliards de dollars. Le revenu imposable des sociétés sous contrôle étranger est passé de 3,4 milliards de dollars en 1987 à 2,1 milliards en 1988, soit une baisse de 41%.

Les sociétés sous contrôle canadien ont signalé des profits comptables de 1,3 milliard de dollars en 1988 tout comme en 1987. Les dépenses comptables non déductibles et rajoutées au revenu se sont élevées à 5 milliards de dollars, alors que les déductions aux fins de l'impôt se chiffraient à 4,7 milliards. Le revenu imposable a baissé de 220 millions de dollars pour se fixer à 555 millions de dollars en 1988.

Tableau 17.
Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable: 1988 et 1987 en milliards de dollars

	Total Industrie		Sociétés sous contrôle étranger		Sociétés sous contrôle canadien	
	1987	1988	1987	1988	1987	1988
Revenu comptable net	**4,2**	**3,6**	**2,9**	**2,3**	**1,3**	**1,3**
plus[a]:						
Dépréciation et amortissement	2,5	2,6	1,5	1,6	1,0	1,0
Épuisement	1,7	1,8	0,7	0,7	0,9	1,1
Frais d'exploration et d'aménagement déjà engagés	0,6	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0
Redevances de la Couronne non déductibles	2,4	1,8	1,7	1,2	0,8	0,6
Autres ajouts[b]	6,4	5,0	3,8	2,8	2,7	2,2
Total – Ajouts	**13,7**	**11,8**	**8,3**	**6,8**	**5,4**	**5,0**
Revenu avant déductions d'impôt	**17,8**	**15,4**	**11,2**	**9,1**	**6,7**	**6,3**
moins:						
Déduction pour amortissement	3,0	2,4	1,8	1,3	1,2	1,1
Déduction à l'égard des ressources	2,2	1,6	1,4	0,9	0,7	0,6
Frais d'exploration au Canada	1,2	1,4	0,8	0,8	0,4	0,6
Frais d'aménagement au Canada	1,0	0,9	0,6	0,4	0,3	0,5
Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz	0,5	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2
Déduction pour épuisement gagné	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Toutes autres déductions[b]	3,7	4,1	2,2	2,4	1,6	1,7
Total - Déductions	**11,8**	**11,1**	**7,2**	**6,3**	**4,6**	**4,7**
Revenu net aux fins d'impôt	**6,0**	**4,3**	**4,0**	**2,8**	**2,1**	**1,5**
moins:						
Pertes non associées au capital	0,6	0,7	0,4	0,4	0,1	0,3
Dividendes imposables	2,3	1,8	0,8	0,9	1,5	0,9
Autres déductions	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0
plus:						
Pertes non associées au capital pour l'année en cours	1,2	1,0	0,8	0,8	0,4	0,2
Revenu imposable (Base d'imposition)	**4,2**	**2,6**	**3,4**	**2,1**	**0,8**	**0,6**
Impôt sur le revenu exigible	1,4	0,8	1,2	0,7	0,2	0,1
Réserves fiscales restantes	23,9	25,1	13,1	13,2	10,8	11,9
Pertes restantes non associées au capital	1,8	1,8	1,1	1,2	0,8	0,6

Nota:
(a) Les ajouts correspondent à des imputations non admissibles aux fins de l'impôt.
(b) Les annexes B17 à B20 donnent la ventilation détaillée de ces éléments.

Réserves fiscales restantes

Les réserves fiscales de l'industrie pétrolière[1] (Annexe A25) s'élevaient à 25,1 milliards de dollars à la fin de 1988, soit une augmentation de 1,2 milliard de dollars par rapport à 1987. Les réserves constituées au titre des Frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FCBCPG) ont augmenté d'un milliard de dollars grâce principalement à l'achat de gisements productifs de pétrole et de gaz. Par ailleurs, l'industrie a signalé une diminution globale de ses déductions de l'année courante, attribuable au marasme du secteur des ressources naturelles et aux modifications apportées au régime fiscal. La baisse des déductions demandées pour amortissement et pour frais d'aménagement au Canada, qui ont diminué de 600 millions et 80 millions de dollars respectivement, a largement contrebalancé la hausse de 220 millions de dollars des déductions demandées pour frais d'exploration au Canada, tandis que les autres déductions ont changé très peu. Cependant, de vastes réserves fiscales inutilisées furent transférées à d'autres entités nouvellement créées, surtout des sociétés en commandite, dont l'exercice se termine après la période de référence du présent examen. Ces réserves inutilisées sont donc exclues des données de 1988. Cette anomalie statistique disparaîtra au cours de l'année financière de 1989 lorsque les résultats enregistrés par les nouvelles entités pendant une année complète seront groupés avec ceux de la société déclarante.

Dépenses fiscales[2]

Le rendement plus faible du secteur des ressources naturelles s'est traduit par une diminution des profits et, par conséquent, des déductions relatives aux ressources. La valeur de cette déduction, qui correspond à 25% des profits tirés des ressources, est passée de 2,2 milliards de dollars en 1987 à1,6 milliard en 1988, soit une baisse de 28%. Les déductions relatives aux ressources, qui ont pour but de compenser la non déductibilité des redevances à la Couronne, correspondaient à 86% des redevances versées, comparativement à 89% en 1987.

Malgré les changements qui ont été apportés au régime fiscal et qui prévoient la suppression de la déduction pour épuisement gagnée en deux étapes se terminant en 1989, les déductions demandées à ce titre n'ont pas changé, se chiffrant encore à 260 millions de dollars. Cela indique que plusieurs sociétés ont encore d'importants soldes inutilisés.

La valeur des crédits d'impôt à l'investissement a diminué de plus de la moitié pour s'établir à 75 millions de dollars en 1988 par suite des changements apportés au régime fiscal dans le but d'éliminer cette déduction. Par ailleurs, les crédits d'impôt à l'exploration ont grimpé de 20 millions de dollars en 1987 à 40 millions en 1988, car les dépenses admissibles ont augmenté à cause de l'accroissement de l'activité dans les Terres du Canada.

---

(1) Les réserves fiscales sont des dépenses admissibles accumulées qui permettent de réduire le revenu imposable dans les années à venir.

(2) Le régime fiscal ne permet pas à l'industrie pétrolière de déduire certains coûts dans le calcul du revenu imposable. Toutefois, étant donné la nature particulière des activités d'exploration et de mise en valeur des ressources, l'industrie a droit à certains crédits qui ne s'appliquent pas nécessairement à d'autres secteurs de l'économie. Voici les plus importantes de ces dépenses fiscales: dégrèvement accéléré, déductions à l'égard des ressources, déductions pour épuisement et crédits d'impôt à l'investissement. Les annexes B17 à B20 donne une liste des autres dépenses fiscales moins importantes. Pour plus de détails sur les dépenses fiscales, consultez la publication d'août 1985 du ministère des Finances intitulée "Compte du coût des mesures fiscales sélectives".

Tableau 19.
Aperçu des dépenses fiscales en milliards de dollars

	Total Industrie		Sociétés sous contrôle étranger		Sociétés sous contrôle canadien	
	1987	1988	1987	1988	1987	1988
Déductions à l'égard des ressources	**2,15**	**1,56**	**1,41**	**0,94**	**0,74**	**0,62**
Déductions pour épuisement	**0,26**	**0,26**	**0,18**	**0,18**	**0,08**	**0,08**
Crédits d'impôt à l'investissement	**0,15**	**0,07**	**0,12**	**0,06**	**0,03**	**0,02**
Pour mémoire: Redevances provinciales	2,41	1,80	1,66	1,17	0,75	0,64
En pourcentage Déductions pour ressources en pourcentage des redevances	89	86	85	80	98	97

Annexes

Annexe A Données supplémentaires

A1

Revue de l'année

1989

1er janvier
L'accord de libre échange entre le Canada et les États–Unis est entré en vigueur.

28 mars
Le quatrième Examen de l'activité concernant les prix du gaz naturel a été publié. Le rapport concluait que pendant la période allant de mai à novembre 1988 les consommateurs canadiens ont continué à bénéficier des prix inférieurs aux prix à l'exportation.

28 avril
Le Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a annoncé l'élimination avant la date prévue du Programme canadien d'encouragement à l'exploration et la mise en valeur (PCEEMV).

30 mai
Suite à la réunion du Conseil de direction de l'Agence internationale de l'énergie, réuni au niveau des ministres, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada décrivait l'engagement de son pays à parer au réchauffement de la planète en trouvant le moyen de rendre ses politiques énergétiques inoffensives pour l'environnement et en encourageant la création et la commercialisation de nouvelles technologies énergétiques efficientes.

20 juin
Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources présentait un mémoire détaillé à un comité de la Chambre des communes, indiquant que 56% des fonds disponibles dans le cadre du PCEEMV, soit 1,25 milliard de dollars (400 millions de plus que prévu), ont été versés à de petites entreprises, alors que le reste est allé à des sociétés dont les dépenses annuelles admissibles dépassaient 10 millions de dollars.

28 juin
L'Agence internationale de l'énergie publiait son rapport sur les politiques énergétiques du Canada dans lequel il déclare que l'Accord de libre-échange assure au Canada un avenir énergétique solide, grâce à l'élargissement de son accès aux marchés et à un climat de confiance concernant les investissements.

25 sept.
Le cinquième Examen de l'activité concernant les prix du gaz naturel était publié. Ce rapport semestriel constatait que pendant la période allant de novembre 1988 à avril 1989 les consommateurs canadiens ont continué à bénéficier de prix inférieurs aux prix à l'exportation. Les prix intérieurs qu'ont touchés les producteurs de l'Alberta ont baissé dans l'ensemble, à cause des prix réduits fixés dans le cadre de la renégociation des contrats à long terme avec les distributeurs. L'écart entre les prix intérieurs et les prix à l'exportation a donc augmenté. Dans les marchés étrangers, les prix ont augmenté de 1 cent le GJ au cours du semestre de référence. Les producteurs de la Colombie-Britannique ont bénéficié des prix et des volumes stables sur le marché intérieur. Les ventes à l'étranger ont augmenté de façon significative, notamment les contrats fermes à court terme et les ventes interruptibles. Les prix intérieurs étaient inférieurs aux prix à l'exportation pour ces catégories de contrats.

A1
(suite)

2 octobre
Les ministres de l'Énergie du Canada et de l'Alberta annonçaient une entente prévoyant le versement de 28 millions de dollars en Paiements d'incitation à l'expansion des marchés. Les fonds seront consacrés à des projets qui, au cours des cinq prochaines années, contribueront au développement au Canada d'une industrie viable et autonome des véhicules au gaz naturel et permettront au méthanol d'effectuer, comme carburant, une première percée sur les marchés.

3 novembre
Une entente prévoyant l'affectation de 506 millions de dollars à la construction du gazoduc de l'Île de Vancouver était signée par le Canada et la Colombie-Britannique, qui contribueront chacun 150 millions de dollars au projet, et par la Pacific Coast Energy Corporation qui appartient, à parts égales, à la Westcoast Energy Inc. et l'Alberta Energy Co.

A2 Résumé de l'offre et de la demande de pétrole[a][b]

Premier semestre

	1988	1989	Variation
	en milliers de m³/jour		%
Production			
Pétrole brut	271	268	– 1
Liquides de gaz naturel[c]	43	49	13
Production totale	**314**	**317**	**1**
Exportations nettes[d]			
Pétrole brut	46	29	– 36
Liquides de gaz naturel	16	17	6
Produits raffinés	17	6	– 66
Total des exportations nettes	**79**	**52**	**– 34**
Consommation			
Liquides de gaz naturel	37	38	2
Produits raffinés	232	245	5
Total de la consommation	**269**	**283**	**5**

Nota:

(a) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de production et de retraitement du gaz. Les données sur la production, les exportations nettes et la consommation ne donnent pas un aperçu complet de l'équilibre entre l'offre et la demande, puisque la consommation de l'industrie elle-même et les variations de ses stocks ne sont pas comprises.

(b) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses:
Production – Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportations nettes – Direction des approvisionnements en pétrole d'ÉMR
Consommation – Statistique Canada (Catalogue 45-004)

(c) Ne comprend pas la production des raffineries : 8,4 milliers de m³/j et 9,1 milliers de m³/j pendant le premier semestre de 1989 et 1988 respectivement.

(d) Les importations pétrolières brutes (y compris les arrivages prévues en vertu d'échanges) pendant le premier semestre de 1988 et 1989 ont atteint respectivement 70,300 m³/j et 75,700 m³/j (442,400 b/j et 476,400 b/j) ou 26% et 27% de la consommation intérieure au cours de ces périodes.

A3 Résumé de l'offre et de la demande de gaz naturel[a]

Premier semestre

	1988	1989	Variation
	en millions de m³/jour		%
Production			
Production nouvelle brute	358	384	7
moins:			
volumes injectés, retraits et redressements	73	83	13
Offre nationale	285	301	6
moins:			
Consommation du producteur	31	32	3
Production commercialisable	**254**	**269**	**6**
Exportations nettes	**99**	**102**	**2**
Consommation			
Utilisation à des fins énergétiques	153	171	11
Utilisation à des fins autres	12	13	12
Conversion en électricité et autres énergies	– 10	– 17	–
Total de la consommation	**155**	**167**	**8**
Exportations autorisées par l'ONE	**152**	**158**	**4**

Nota:

(a) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses:
Production – Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportations nettes – Direction des approvisionnements en pétrole d'ÉMR
Consommation – Statistique Canada (Catalogue 45-004)

A4 Prix du gaz naturel canadien de 1974 à 1989 en dollars par gigajoule

	Prix au départ du gisement, y compris les rentrées supplémentaires des exportations	Prix à la frontière de l'Alberta	Prix à Toronto	Ventes pondérées réalisées en Ontario	Marché de l'Ontario		
					Résidentiel	Commercial	Industriel
1974	–	0,28	0,55	0,83	1,26	0,94	0,64
1975	–	0,53	0,82	1,13	1,56	1,21	0,94
1976	0,98	0,84	1,24	1,61	2,04	1,69	1,40
1977	1,21	1,04	1,47	1,85	2,44	1,96	1,37
1978	1,44	1,28	1,77	2,14	2,74	2,22	1,90
1979	1,66	1,36	1,92	2,35	3,03	2,43	2,06
1980	2,30	1,61	2,23	2,69	3,43	2,73	2,36
1981	2,34	1,75	2,42	3,40[a]	4,24	3,41	3,03
1982	2,53	2,01	2,80	4,16[a]	4,93	4,12	3,70
1983	2,48	2,48	3,38	4,74[a]	5,72	4,78	4,15
1984	2,61	2,78	3,71	4,77	5,79	4,86	4,16
1985	2,47	2,80	3,76	4,76	5,84	4,86	4,14
1986[b]	2,32	2,80	3,78	4,73	5,79	4,81	4,04
1987	–	–	–	4,39	6,01	4,72	3,54
1988							
janv.				4,51	5,48	4,64	3,33
fév.				4,48	5,49	4,62	3,28
mars				4,57	5,51	4,57	3,64
avril				4,38	5,53	4,58	3,32
mai				4,38	5,85	4,65	3,50
juin				4,09	6,01	4,29	3,45
juil.				4,30	6,14	4,33	3,66
août				4,24	6,92	4,72	3,38
sept.				4,29	6,73	4,60	3,53
oct.				4,28	5,78	4,53	3,38
nov.				4,50	5,55	4,53	3,76
déc.				4,58	5,44	4,53	3,79
Moyenne				4,38	5,87	4,55	3,50
1989							
janv.				4,54	5,24	4,63	3,65
fév.				4,60	5,39	4,55	3,79
mars				4,61	5,41	4,59	3,81
avril				4,25	5,19	4,28	3,44
mai				3,45	4,22	3,37	3,05
juin				3,06	4,48	2,43	2,73

Source:
Statistique Canada (catalogue 55-002)

Nota :
(a) L'augmentation de la moyenne des ventes réalisées de 1981 à 1983 traduit la mise en place de la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel.
(b) Une nouvelle entente sur le gaz naturel intervenue entre les gouvernements fédéral et provinciaux prévoyait la déréglementation des prix et des marchés du gaz naturel à compter du 1er novembre 1986. Il en résulte maintenant que le prix du gaz naturel sur le marché canadien est négocié entre les acheteurs et les vendeurs.

A5 Prix du pétrole brut canadien de 1979 à 1989

	Prix du brut classique à la tête de puits[a]		Redevance d'indemnisation pétrolière et autres redevances		Coût du pétrole brut excluant les frais de transport[b]		Coût d'acquisition pour les raffineurs à Montréal	
	$/b	$/m³	$/b	$/m³	$/b	$/m³	$/b	$/m³
1979								
1er janv.	12,75	80,23	0,33	2,08	13,08	2,31	14,13	88,92
1er juil.	13,75	86,53	0,33	2,08	14,08	88,61	15,13	95,21
1980								
1er janv.	14,75	92,83	0,85	5,35	15,60	98,18	16,65	104,78
1er août	16,75	105,41	1,75	11,01	18,50	116,42	19,73	124,16
1er nov.			2,55	16,04	19,30	121,45	20,53	129,20
1981								
1er janv.	17,75	111,70	5,05	31,77	22,80	143,47	24,07	151,47
1982								
1er janv.	23,50	147,89	7,45	46,89	30,95	194,78	32,54	204,77
1983								
1er janv.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	35,79	225,25
1984								
10 nov.	29,75	187,22	7,69	48,39	37,44	235,61	39,44	248,21
1985								
1er juin	36,40	229,06					38,30	241,02
déc.	37,06	233,22					38,99	245,36
1986								
janv.	32,79	206,34					34,76	218,93
fév.	22,20	139,70					24,18	152,16
juil.	14,60	91,88					16,58	104,34
déc.	19,23	121,01					21,30	134,04
1987								
janv.	22,74	143,10					24,87	156,51
mars	20,36	128,13					22,48	141,47
juil.	25,17	158,39					27,32	171,92
déc.	20,95	131,84					23,14	145,62
1988								
janv.	19,44	122,34					21,60	135,93
fév.	19,02	119,69					21,17	133,22
mars	17,67	111,20					19,81	124,66
avril	19,10	120,20					21,23	133,60
mai	19,43	122,27					21,56	135,68
juin	18,43	115,98					20,55	129,32
juil.	16,20	101,95					18,32	115,29
août	16,77	105,54					18,90	118,94
sept.	15,94	100,31					18,05	113,71
oct.	14,43	90,81					16,55	104,15
nov.	14,54	91,50					16,65	104,77
déc.	16,04	100,94					18,15	114,22
1989								
janv.	18,52	116,55					20,67	130,05
fév.	18,43	115,98					20,57	129,47
mars	19,84	124,83					21,99	138,34
avril	21,88	137,71					24,03	151,21
mai	21,72	136,67					23,86	150,18
juin	21,53	135,47					23,68	149,00
juil.	21,57	135,71					23,74	149,37
août	19,47	122,54					21,66	136,32

Nota :

(a) À partir du 1er juin 1985 (par suite de la déréglementation), le prix à la tête de puits, figurant sur ce tableau, a été calculé à partir du prix d'achat à Edmonton, moins les frais de collecte évalués à environ 3,90$/m³ (62 cents le baril).

(b) Les frais de collecte et de transport, ainsi que les frais exigibles, constituent la différence entre le prix à la tête de puits et le coût d'acquisition pour les raffineurs, à Montréal. Ces frais se chiffraient à 13,43$/m³ (2,13$/b), le 1er juin 1989.

A6 Moyenne des coûts d'acquisition du pétrole brut aux raffineries, par région en dollars par mètre cube[1]

	Colombie-Britannique	Prairies	Ontario	Québec[2]	Région de l'Atlantique[2]	Total Canada
1988						
janv.	140,84	125,80	141,49	141,51	143,73	138,01
fév.	133,92	123,34	134,14	136,80	139,70	131,96
mars	123,91	114,66	128,33	127,56	126,62	124,10
avril	124,29	124,22	124,86	123,18	125,67	124,35
mai	126,80	127,06	127,72	126,16	126,49	127,06
juin	127,37	116,23	128,66	125,32	122,59	124,10
juil.	123,72	105,92	122,02	117,99	115,61	116,11
août	116,46	107,30	116,50	118,09	117,99	114,27
sept.	113,90	103,19	114,30	112,19	111,41	110,59
oct.	108,53	93,36	108,37	107,10	101,88	103,77
nov.	100,83	93,78	103,40	102,78	101,55	100,26
déc.	103,73	102,56	105,53	107,58	111,01	105,47
1989						
janv.	118,38	120,57	114,57	115,24	122,61	117,85
fév.	120,52	117,45	125,99	129,19	134,98	125,58
mars	126,20	129,63	129,61	134,30	139,86	131,55
avril	135,89	140,73	138,20	143,74	148,35	141,06
mai	145,13	139,62	147,53	143,84	146,72	144,63
juin	145,86	137,99	147,91	143,25	144,21	143,78
juil.	144,89	139,40	148,08	139,94	137,29	142,53
août	141,41	125,61	144,25	133,13	131,26	134,92

(1) La variation de la moyenne des coûts d'acquisition aux raffineries par région est attribuable à des différences de qualité et au temps écoulé entre l'achat comme tel et les dates de livraison. En estimant à six semaines le délai de livraison d'Edmonton à Montréal, les réceptions d'un mois donné à Montréal, sont le résultat des achats de brut effectués au cours des deux mois précédents.

(2) Les moyennes exactes du coût d'importation du pétrole brut ne sont pas disponibles pour le Québec et la région de l'Atlantique, en raison de leur caractère confidentiel. On a donc utilisé la moyenne des coûts d'importation de l'ensemble de l'Est canadien pour le calcul des moyennes régionales du Québec et de la région de l'Atlantique.

A7 Moyenne des coûts de transport du pétrole brut à partir d'Edmonton en dollars par mètre cube[1]

	Vancouver	Regina	Sarnia	Toronto	Montréal
1988					
janv.	6,29	2,05	7,55	8,12	9,63
fév.	6,29	2,05	7,48	8,12	9,63
mars	6,29	2,05	7,42	8,04	9,56
avril	6,29	2,05	7,37	8,00	9,51
mai	6,29	2,05	7,38	8,00	9,52
juin	6,29	2,05	7,31	7,94	9,45
juil.	6,29	2,05	7,28	7,90	9,42
août	5,78	2,05	7,33	7,96	9,48
sept.	5,78	2,05	7,34	7,96	9,48
oct.	5,78	2,05	7,26	7,89	9,40
nov.	5,78	2,05	7,30	7,93	9,44
déc.	5,78	2,05	7,24	7,86	9,38
1989					
janv.	5,78	2,13	7,37	8,02	9,60
fév.	5,78	2,13	7,36	8,02	9,59
mars	6,72	2,13	7,39	8,04	9,61
avril	6,72	2,13	7,37	8,03	9,60
mai	6,72	2,13	7,39	8,04	9,61
juin	6,72	2,13	7,40	8,06	9,63
juil.	6,72	2,19	7,47	8,14	9,76
août	6,72	2,25	7,53	8,22	9,88
sept.	6,72	2,25	7,54	8,24	9,89

Source :
Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole

(1) Comprend les tarifs des pipe-lines et les pertes inhérentes aux pipe-lines, mais ne comprend pas les frais de transport par camion.

A8 Coût d'acquisition et prix des produits au Canada en cents par litre

	Revenu moyen par unité en fonction des ventes totales de produits pétroliers[1]	Coût moyen d'acquisition pour les raffineries (unité) (délai de 60 jours)[2]	Différence (pour couvrir les frais et les bénéfices du raffinage et de la commercialisation plus la marge bénéficiaire du détaillant)
1985			
déc.	33,74	23,47	10,27
1986			
janv.	34,37	23,09	11,28
fév.	34,25	23,06	11,19
mars	31,82	23,05	8,77
avril	27,93	19,36	8,57
mai	25,82	14,53	11,29
juin	25,72	11,73	13,99
juil.	24,91	11,73	13,18
août	23,91	11,78	12,13
sept.	23,84	10,68	13,16
oct.	23,71	11,10	12,61
nov.	23,58	12,03	11,55
déc.	23,34	12,50	10,84
1987			
janv.	22,74	12,48	10,26
fév.	23,86	12,90	10,96
mars	24,08	14,02	10,06
avril	24,20	14,77	9,43
mai	23,38	14,32	9,06
juin	24,34	14,88	9,46
juil.	24,54	15,00	9,54
août	24,79	15,49	9,30
sept.	25,14	16,17	8,97
oct.	24,65	16,44	8,21
nov.	25,00	15,89	9,11
déc.	24,99	15,45	9,54
1988			
janv.	24,43	15,46	8,97
fév.	23,98	14,69	9,29
mars	23,63	13,80	9,83
avril	23,31	13,20	10,11
mai	22,88	12,41	10,47
juin	22,62	12,43	10,19
juil.	22,84	12,71	10,13
août	22,16	12,41	9,75
sept.	21,81	11,61	10,20
oct.	21,61	11,43	10,18
nov.	21,67	11,06	10,61
déc.	20,67	10,38	10,29
1989			
Janv.	21,22	10,03	11,19
fév.	21,75	10,55	11,20
mars	22,05	11,79	10,26
avril	22,44	12,56	9,88
mai	23,35	13,16	10,19
juin	23,36	14,11	9,25

Sources :
(1) Statistique Canada, Division des prix
(2) Énergie, Mines et Ressources, Direction du pétrole.

A9 **Moyenne des prix nets de certains produits importants par catégorie commerciale et par région** en cents par litre[1]
Premier semestre

	1988	1989	Variation[2]
Essence ordinaire sans plomb – vente au détail de produits de marques			
Région de l'Atlantique	29,7	27,7	– 6,7
Québec	29,6	27,6	– 6,7
Ontario	26,2	24,8	– 5,3
Prairies	25,9	24,9	– 3,4
Région du Pacifique	26,1	27,2	4,2
Total Canada	27,2	25,9	– 4,8
Carburant diesel – catégorie commerciale et industrielle			
Région de l'Atlantique	21,5	20,7	– 3,7
Québec	20,1	19,3	– 3,9
Ontario	20,7	18,9	– 8,7
Prairies	20,1	18,7	– 6,9
Région du Pacifique	20,5	19,3	– 5,6
Total Canada	20,4	19,1	– 6,4
Mazout léger – vente au détail de produits de marque			
Région de l'Atlantique	27,5	25,7	– 6,5
Québec	26,6	24,3	– 8,6
Ontario	29,9	26,8	– 10,4
Région du Pacifique	28,1	26,7	– 4,9
Total Canada	28,4	25,8	– 9,2
Mazout lourd #6 – toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	11,5	11,3	– 1,7
Québec	10,6	9,7	– 8,5
Ontario	11,9	11,4	– 4,2
Région du Pacifique	10,0	9,3	– 7,0
Total Canada	11,6	11,2	– 3,4
Total des produits pétroliers[3] – toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	23,2	21,6	– 6,9
Québec	22,2	21,8	– 1,8
Ontario	23,8	22,4	– 5,6
Prairies	24,2	22,7	– 6,2
Région du Pacifique	22,9	23,3	1,7
Total Canada	23,4	22,4	– 4,3

Source:
Statistique Canada, Division des prix

(1) Les moyennes pondérées des prix figurant sur ce tableau sont calculées à partir des données sur les volumes et le revenu des ventes provenant d'une étude menée auprès des grandes raffineries et concernant un large éventail de produits et de classes commerciales spécifiques. Les taxes provinciales sur les carburants, les taxes d'accise et de vente fédérales et les marges bénéficiaires des détaillants ont été déduites des prix.
(2) Il s'agit des changements dans les prix nets par rapport à la même période de l'année précédente.
(3) Il s'agit de la somme des produits pétroliers de l'échantillon de l'étude de Statistique Canada.

A10 Prix de certains produits pétroliers importants vendus à des revendeurs privés

Premier semestre

	1988		1989	
	Prix cents le litre	Part du marché[1] %	Prix cents le litre	Part du marché[1] %
Essence super sans plomb				
Québec	21,4	9,4	22,1	10,9
Ontario	21,6	10,7	21,1	13,1
Prairies	20,1	4,4	20,2	5,5
Essence ordinaire sans plomb				
Québec	19,8	11,2	18,9	15,6
Ontario	19,9	20,1	19,4	23,5
Prairies	20,4	9,3	19,1	9,7
Essence ordinaire				
Québec	18,6	18,9	18,2	20,7
Ontario	19,2	25,5	18,8	24,2
Prairies	18,7	12,3	16,8	15,9
Carburant diesel				
Québec	18,6	15,4	18,8	15,4
Ontario	18,6	13,3	17,9	11,9
Mazout léger				
Québec	18,4	31,1	17,3	25,6
Ontario	19,1	29,3	17,4	28,4
Pacifique	23,9	16,2	20,3	16,2

Source :
Statistique Canada, Division des prix

(1) Estimation de la part du marché des ventes des raffineries déclarantes, à l'exception des importations.

A11 Volumes des ventes de produits pétroliers: raffineurs et distributeurs

en millions de mètres cubes
Premier semestre

	Nationales			Régionales			Total		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Produits propres	23,2	24,1	4	9,8	10,5	7	33,0	34,6	5
Produits lourds et spécialisés	4,8	5,2	9	2,3	2,5	11	7,1	7,7	9
Total des ventes	**28,0**	**29,4**	**5**	**12,1**	**13,0**	**8**	**40,1**	**42,4**	**6**
moins:									
Exportations	1,6	1,4	– 11	1,0	1,0	9	2,6	2,5	– 3
Ventes brutes au Canada	**26,4**	**28,0**	**6**	**11,1**	**11,9**	**7**	**37,5**	**39,9**	**6**
moins:									
Ventes à d'autres raffineries	–	1,1	–	0,1	0,2	54	0,1	1,3	–
Ventes nettes au Canada	**26,5**	**26,9**	**1**	**11,0**	**11,7**	**7**	**37,5**	**38,6**	**3**

A12 **Bénéfices nets par secteur d'activité et par segment** en millions de dollars

Premier semestre

	1988	1989	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	218	302	84	39
Aval	175	219	44	25
Autres activités au Canada	46	– 32	– 78	–
Activités à l'étranger	0	– 1	– 1	–
Total, sociétés sous contrôle canadien	**439**	**488**	**– 49**	**11**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	241	212	– 29	– 12
Aval	413	464	51	12
Autres activités au Canada	24	– 135	– 159	–
Activités à l'étranger	87	85	– 1	– 1
Total, sociétés sous contrôle étranger	**764**	**626**	**– 138**	**– 18**
Total, industrie				
Amont	459	514	55	12
Aval	588	683	95	16
Autres activités au Canada	70	– 168	– 237	–
Activités à l'étranger	87	84	– 3	– 3
Grand Total	**1 203**	**1 113**	**– 90**	**– 7**

A13 **Taux de rendement : industrie pétrolière canadienne** en pourcentage

	1984	1985	1986	1987	1988	Premier semestre 1989	Moyenne de cinq ans se terminant en 1988	1989
De la moyenne du capital utilisé								
Amont								
Sociétés sous contrôle canadien	6,2	5,1	– 4,0	4,9	4,2	3,9	3,3	2,8
Sociétés sous contrôle étranger	11,4	9,5	4,2	9,0	3,0	3,5	7,4	5,8
Total de l'industrie	8,4	6,9	– 0,8	6,5	3,6	3,7	4,9	4,0
Aval[a]								
Sociétés sous contrôle canadien	3,9	– 1,8	5,9	3,9	6,7	6,0	3,7	4,2
Sociétés sous contrôle étranger	4,0	3,2	7,5	8,2	9,0	9,3	6,4	7,5
Total de l'industrie*	4,0	1,4	6,8	6,4	8,1	8,1	5,3	6,2
Total des activités[b]								
Sociétés sous contrôle canadien	6,1	3,9	– 4,2	4,8	4,8	4,8	3,1	2,8
Sociétés sous contrôle étranger	8,3	7,2	4,4	8,4	5,0	5,0	6,6	6,0
Total de l'industrie	7,1	5,2	– 0,8	6,3	4,9	4,9	4,6	4,1
*Memo: Raffineurs nationaux/comm.	3,3	0,8	6,6	5,9	6,7	7,4	4,7	5,5
Raffineurs régionaux/comm.	6,2	2,8	7,4	7,7	11,3	9,6	7,1	7,8
De la moyenne de l'avoir propre								
Activités au Canada								
Sociétés sous contrôle canadien	5,9	3,5	– 14,5	5,3	6,4	5,1	1,3	1,2
Sociétés sous contrôle étranger	12,7	11,1	5,9	12,6	6,1	5,0	9,6	8,1
Total de l'industrie	9,5	7,1	– 4,8	8,9	6,2	5,0	5,4	4,5
Total des activités[b]								
Sociétés sous contrôle canadien	6,6	3,6	– 18,4	5,3	5,8	5,0	0,6	0,3
Sociétés sous contrôle étranger	12,7	11,0	5,9	12,6	6,0	5,6	9,6	8,2
Total de l'industrie	9,8	7,1	– 7,1	8,8	5,9	5,3	4,9	4,0

Nota :

(a) Dans le présent tableau, le terme aval désigne uniquement les activités liées aux produits pétroliers, c,-à-d, qu'il exclut les activités pétrochimiques et les autres activités aval.

(b) Activités amont, aval (comprenant aussi les activités pétrochimiques et les autres activités aval), autres activités au Canada et les activités à l'étranger.

A14 Taux de rendement : industrie pétrolière et autres industries

en pourcentage

	1984	1985	1986	1987	Premier semestre 1988	Premier semestre 1989	Moyenne de cinq ans se terminant en 1988	Moyenne de cinq ans se terminant en 1989
Rendement de l'avoir propre des actionnaires[a]								
Autres industries non financières	10,8	9,7	9,6	11,4	13,5	12,5	11,0	11,3
Secteur manufacturier	12,1	10,2	10,5	13,3	17,0	13,7	12,6	12,9
Secteur minier	2,2	0,7	1,2	10,8	9,6	19,0	4,9	8,2
Autres industries	11,5	11,3	10,5	9,4	9,8	9,4	10,5	10,1
Rendement du capital utilisé[b]								
Autres industries non financières	8,2	7,6	7,4	8,6	9,4	8,7	8,3	8,4
Secteur manufacturier	9,7	8,4	8,5	10,3	12,3	10,0	9,8	9,9
Secteur minier	3,4	1,9	2,2	8,7	9,6	13,5	5,1	7,2
Autres industries	8,0	7,9	7,5	6,9	7,1	6,9	7,5	7,3

Source: Statistique Canada 61-033, Trimestriel des sociétés industrielles.

Nota :

(a) Le rendement de l'avoir des actionnaires se définit comme le profit net après impôts et frais extraordinaires, divisé par la valeur comptable moyenne de l'avoir des actionnaires. Il sert à mesurer le rendement des investissements des actionnaires (capital libéré des actionnaires et bénéfices non répartis). Cette mesure sert souvent à comparer le rendement de sociétés de type et de taille différents.

(b) Le capital utilisé se définit comme étant l'actif total moins le passif courant. Les chiffres des bénéfices nets utilisés pour calculer le taux de rendement du capital utilisé ont été ajustés en additionnant l'intérêt versé sur les emprunts après impôts.

A15 Taux de réinvestissement en pourcentage

Premier semestre

	Total[a] 1988	Total[a] 1989	En amont[b] 1988	En amont[b] 1989	En amont[c] et en aval 1988	En amont[c] et en aval 1989
Sociétés intégrées et raffineurs	64	62	93	71	65	53
Producteurs de pétrole et de gaz naturel						
Grands producteurs	101	70	99	66	97	64
Petits producteurs	154	108	145	113	172	115
Total, producteurs de pétrole et de gaz naturel	119	82	114	81	120	79
Total, industrie	**94**	**73**	**107**	**77**	**93**	**66**
Sous contrôle canadien	105	80	109	84	105	71
Sous contrôle étranger	86	69	105	73	85	63

Nota :

(a) Total des dépenses en capital (sans tenir compte des subventions d'encouragement et autres) exprimées en pourcentage du total des ressources d'autofinancement. Les calculs ne tiennent pas compte de l'évolution des stocks. Si ces derniers avaient été inclus, le taux de réinvestissement aurait été de 94% pour le premier semestre de 1989, comparativement à 85% en 1988.

(b) Dépenses en capital dans le secteur amont (sans tenir compte des subventions d'encouragement) au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement amont.

(c) Dépenses en capital amont et aval nettes ('liées au pétrole') et effectuées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement découlant des activités liées au pétrole.

A16 Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région en millions de dollars

Premier semestre

	1988	1989	Change %
Terres provinciales			
Colombie-Britannique	122	192	57
Alberta	1157	871	– 25
Saskatchewan	89	62	– 31
Autres provinces	8	3	– 58
Total, terres provinciales	**1 377**	**1 128**	**– 18**
Terres du Canada			
Mer de Beaufort	123	75	– 39
Est du Labrador	91	63	– 30
Secteur sud du plateau de l'Atlantique	46	9	– 80
Autres terres du Canada	21	36	71
Total, terres du Canada	**281**	**183**	**– 35**
Total, Canada	**1 657**	**1 312**	**– 21**

A17 Subventions d'encouragement par région et par type de dépenses

en millions de dollars

Premier semestre

	Exploration	Mise en valeur et Production	Total	Sous contrôle canadien	Sous contrôle étranger
Colombie-Britannique					
1988	4	5	9	3	6
1989	6	7	13	6	7
Alberta					
1988	69	55	124	63	61
1989	45	35	79	46	33
Saskatchewan					
1988	6	10	16	12	4
1989	2	7	10	8	2
Autres provinces					
1988	3	1	3	1	2
1989	1	1	1	1	–
Mer de Beaufort					
1988	– 1	–	– 1	– 2	–
1989	–	–	–	–	–
Est du Labrador					
1988	2	–	2	–	2
1989	–	–	–	–	–
Secteur sud du plateau de l'Atlantique					
1988	6	–	6	5	–
1989	–	–	–	–	–
Autres terres du Canada					
1988	–	–	–	–	–
1989	–	–	–	–	–
Total					
1988	88	71	159	83	76
1989	54	50	104	61	43

A18 Puits achevés et mètres de forage au Canada

Premier semestre

	Exploration			Mise en valeur		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Puits achevés en nombre de puits						
Colombie-Britannique	51	56	10	67	81	21
Alberta	1 222	897	- 27	2 013	1 044	- 48
Saskatchewan	297	214	- 28	752	348	- 54
Autres provinces	44	39	- 11	48	31	- 35
Nord du Canada[a]	5	2	- 60	7	2	- 71
Zones extracôtières[b]	1	2	100	–	–	–
Total	**1 620**	**1 210**	**- 25**	**2 887**	**1 506**	**- 48**
Mètres de forage en milliers						
Colombie-Britannique	104	90	- 13	110	146	33
Alberta	1 791	1 296	- 28	2 133	1 145	- 46
Saskatchewan	289	176	- 39	706	271	- 62
Autres provinces	33	32	- 1	48	18	- 63
Nord du Canada[a]	11	6	- 45	10	–	–
Zones extracôtières[b]	4	6	50	–	–	–
Total	**2 232**	**1 606**	**- 28**	**3 007**	**1 580**	**- 47**

Source:
Oilweek, le 17 juillet 1989

Nota:
(a) Tout le territoire canadien situé au nord du 60e parallèle, y compris la baie d'Hudson.
(b) Les régions situées au large des côtes Est et Ouest.

A19 Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant intérêt et impôts, 1988 en millions de dollars[a]

Premier semestre

	(1) Bénéfices avant intérêt et impôts	(2) Frais d'intérêt subis	(3) Taux des frais d'intérêt fois
Sociétés intégrées et raffineurs	**1 820**	**547**	**3,3**
Producteurs de pétrole et de gaz naturel			
Grands producteurs	883	463	1,9
Petits producteurs	332	276	1,2
Total, producteurs de pétrole et de gaz naturel	1215	738	1,6
Total, industrie	**3 035**	**1 286[b]**	**2,4**
Sous contrôle canadien	1177	510	2,3
Sous contrôle étranger	1858	776	2,4

Nota :
(a) Les données de la colonne 1 représentent le total des bénéfices de l'ensemble des activités avant impôts et paiement d'intérêt, alors que la colonne 2 montre le total des frais d'intérêt subis (dépensés et capitalisés). La colonne 3 indique le rapport de la colonne 1 à la colonne 2.
(b) En plus de 1,2 milliard de dollars de frais d'intérêt dépensés pendant le premier semestre de 1989, il y a eu capitalisation de 75 millions de dollars (la plupart par des sociétés sous contrôle étranger).

A20 Paiements de dividendes

Premier semestre

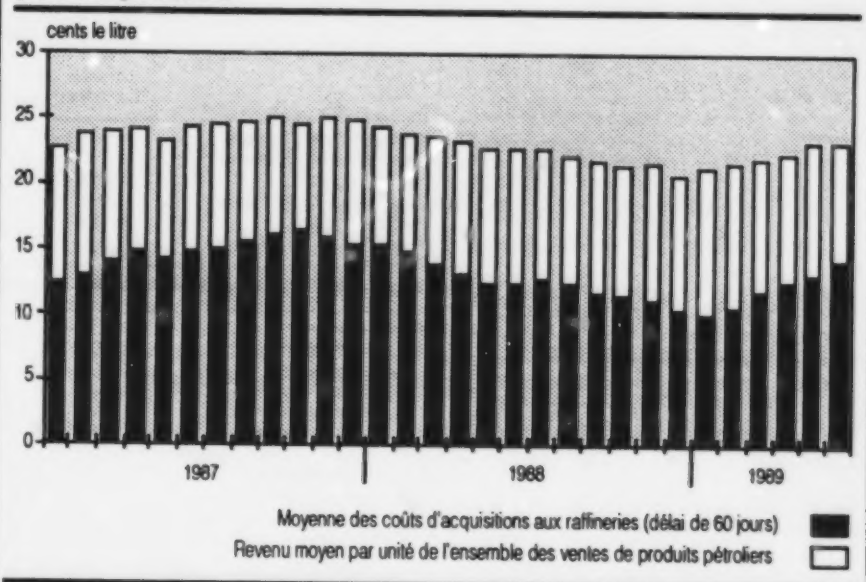
	1988	1989	1988	1989
	en millions de dollars		en pourcentage des bénéfices nets[a]	
Sociétés intégrées et raffineurs	**338**	**519**	**42**	**63**
Producteurs de pétrole et de gaz naturel				
Grands producteurs	280	200	99	94
Petits producteurs	68	77	56	95
Total, producteurs de pétrole et de gaz naturel	349	277	86	94
Total, industrie	**687**	**796**	**57**	**72**
Sous contrôle canadien	246	333	56	68
Sous contrôle étranger	441	464	58	74

Nota:
(a) Obtenu en divisant les dividendes, payés par le groupe de sociétés, par leurs bénéfices nets tirés de l'ensemble de leurs activités (Annexes B1 à B7).

A21 État des revenus et dépenses de 1980 à 1989 en pourcentage des revenus

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	Premier semestre 1988	Premier semestre 1989
Amont										
Revenu	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Redevances et autres paiements	31	29	27	25	24	23	18	17	16	16
TRPG et autres taxes	–	6	9	8	8	7	3	–	–	–
Frais d'intérêt	–	–	7	6	6	6	10	9	9	7
Frais d'exploitation et autres éléments de caisse	21	27	20	18	18	20	33	29	38	36
Impôts courants sur le revenu	6	8	9	11	11	11	5	6	–	2
Ressources d'autofinancement	41	30	28	31	32	34	31	38	37	38
Dépréciation, épuisement et amortissement	8	8	8	12	10	11	23	21	26	23
Autres frais hors caisse	9	8	5	4	3	3	6	4	6	7
Impôt reporté sur le revenu	7	5	5	5	7	6	–	2	2	2
Gains extraordinaires	–	–	–	–	–	– 3	– 12	1	3	–
Bénéfices nets	18	10	10	11	12	10	– 11	12	6	6
Aval										
Revenu	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Taxes de ventes, d'accise et autres taxes	7	6	6	6	6	7	11	14	16	16
Coût des biens vendus	69	75	80	83	80	79	68	64	58	57
Frais d'intérêt	–	1	1	1	1	1	–	–	–	1
Frais d'exploitation et autres éléments de caisse	11	9	10	10	9	10	13	13	14	15
Impôts courants sur le revenu	4	3	– 1	– 1	–	–	2	2	3	3
Ressources d'autofinancement	9	7	4	3	3	3	6	6	9	9
Dépréciation, épuisement et amortissement	2	1	2	2	2	2	3	3	3	3
Autres frais hors caisse	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Impôt reporté sur le revenu	1	1	1	1	–	–	–	–	1	1
Gains extraordinaires	–	–	–	–	–	–	– 1	–	–	–
Bénéfices nets	6	4	1	–	1	1	3	3	5	5

A22 Coûts canadiens des acquisitions de pétrole brut contre les prix des produits pétroliers



Pendant le premier semestre de 1989, la différence entre le prix moyen des produits raffinés (taxe provinciale de vente exclue) et les coûts moyens d'acquisition du pétrole brut pour les raffineurs s'établit entre 9,3 cents et 11,2 cents le litre. Pour la période correspondante en 1988 les résultats sont légèrement inférieurs variant de 9 cents à 10,5 cents le litre.

A23 Mouvements internationaux de trésorerie en, 1988 en millions de dollars

	Compte courant				Compte de capital			
	Intérêt	Dividendes	Paiements de service	Total	Direct	Autres	Total	**Grand Total**
Transactions internationales liées aux investissements à long terme au Canada								
Sous contrôle canadien	– 162	– 10	– 1	– 174	– 5	459	454	280
Sous controle étranger	– 551	– 1311	– 244	– 2106	36	231	267	– 1839
Entrées (sorties)	**– 714**	**– 1321**	**– 245**	**– 2280**	**31**	**690**	**721**	**–1559**
Transactions internationales liées aux investissements à long terme à l'étranger								
Sous contrôle canadien	–	34	2	36	– 355	–	– 355	– 319
Sous contrôle étranger	14	129	49	192	– 170	–	– 170	22
Entrées (sorties)	**14**	**163**	**51**	**228**	**– 525**	**–**	**–525**	**– 297**
Total								
Sous contrôle canadien	– 162	24	1	– 138	– 360	459	99	– 39
Sous contrôle étranger	– 537	– 1182	– 195	– 1914	– 134	231	97	– 1817
Entrées (sorties)	**– 700**	**– 1158**	**– 194**	**– 2052**	**– 494**	**690**	**196**	**–1858**
Transactions internationales liées aux investissements à court terme								
Sous contrôle canadien					7	763	770	770
Sous contrôle étranger					516	– 152	364	364
Entrées (sorties)					**523**	**611**	**1134**	**1134**

Nota:
Les transactions directes sont celles qui sont effectuées entre des sociétés (lien de dépendance).

A24 Capital utilisé, par élément de capital en millions de dollars

	1987			1988		
	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Total	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Total
Dette à Long Terme						
Obligations, obligations garanties, etc.	4 299	2 249	6 549	3 569	6 238	9 807
Part des sociétés-mères	264	1 675	1 939	421	1 472	1 893
Prêts bancaires	9 173	3 032	12 205	3 401	4 861	8 262
Autres	1 959	310	2 268	690	280	970
Total – dette à long terme	**15 695**	**7 266**	**22 961**	**8 081**	**12 851**	**20 932**
Avoir propre						
Actions privilégiées	5 703	537	6 240	3 987	1 211	5 198
Actions ordinaires						
Valeur	11 949	3 765	15 714	11 719	4 947	16 666
Bénéfices non répartis	571	13 341	13 912	3 863	14 395	18 257
Surplus d'apport	1 989	984	2 973	916	976	1 893
Valeur totale de l'avoir propre	**20 212**	**18 627**	**38 839**	**20 485**	**21 529**	**42 014**
Total – capital utilisé	**35 907**	**25 893**	**61 800**	**28 565**	**34 381**	**62 946**
Participation minoritaire	**66**	**296**	**362**	**71**	**373**	**444**
Dette à long terme selon le taux d'intérêt						
Taux fixe	4 864	4 172	9 036	4 212	5 977	10 189
Fluctuant (préférentiel ou libor)	10 831	3 095	13 926	3 869	6 874	10 743
– en pourcentage du total	*69,0*	*42,6*	*60,7*	*47,9*	*53,5*	*51,3*

A25 Déductions de l'année en cours et réserves fiscales restantes[1] en millions de dollars

	Sous contrôle canadien			Sous contrôle étranger		
	Déductions	Solde restante	Taux d'utilisation[2] %	Déductions	Solde restante	Taux d'utilisation[2] %
1987						
DPA	1 212	4 712	20	1 769	6 042	23
FEC	427	1 008	30	769	890	46
FAC	346	1 327	21	622	1 595	28
DEG	83	636	12	176	1 289	12
FBCPG	210	2 144	9	260	2 592	9
FEAE	53	419	11	32	262	11
Total	**2 863**	**10 786**	**21**	**3 895**	**13 147**	**23**
1988						
DPA	1 075	5 225	17	1 311	5 916	18
FEC	615	968	39	802	970	45
FAC	458	1 288	26	426	1 486	22
DEG	83	640	12	176	1 163	13
FBCPG	222	2 784	7	293	2 953	9
FEAE	53	464	10	38	237	14
Total	**2 511**	**11 879**	**17**	**3 047**	**13 254**	**19**

(1) Abbréviations:
DPA = Déductions pour amortissement
FEC = Frais d'exploration au Canada
FAC = Frais d'aménagement au Canada
DEG = Déduction pour épuisement gagné
FBCPG = Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz
FEAE = Frais d'exploration et d'aménagement à l'étranger
Les totaux comprennent les autres catégories fiscales qui ne sont pas précisées séparément, tel que le compte compensatoire cumulatif qui contient plus de 800 millions de dollars.

(2) Le taux d'utilisation est le taux des déductions par rapport aux soldes avant déductions.

Annexe B
Ensemble des résultats de l'examen

B1

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Ensemble de l'industrie
Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Recettes totales	8385	8560	2,1	13058	13453	3,0	1403	1328	-5,4	652	744	14,1	23499	24085	2,5
Redevances et autres paiements	1378	1375	-0,2	0	0	–	0	0	–	0	0	–	1378	1375	-0,2
TRPG et autres taxes	0	0	–	1968	2120	7,7	5	5	11,3	39	32	-18,7	2012	2158	7,2
Recettes nettes après redevances	7007	7185	2,5	11090	11333	2,2	1398	1323	-5,4	613	712	16,2	20108	20553	2,2
Coût des biens vendus	0	0	–	7878	7694	-2,3	451	580	28,5	135	171	26,7	8464	8444	-0,2
Frais d'intérêt	756	638	-15,7	40	101	149,3	265	468	76,6	11	6	-50,3	1073	1212	13,0
Frais d'exploitation	2852	2985	4,7	1795	1970	9,7	444	496	11,8	155	151	-2,7	5246	5602	6,8
Frais de recherche (excluant sables)	30	21	-31,3	21	25	21,5	0	0	24,7	1	4	–	51	50	-2,5
Autres frais	78	66	-15,6	7	1	-81,8	83	38	-53,8	26	10	-62,6	193	115	-40,6
Frais de R-D des sables pétrolifères	11	9	-18,3	0	0	–	0	0	–	0	0	–	11	9	-17,6
Dépenses E&M	568	483	-15,0	0	0	–	22	17	-23,1	41	64	53,5	631	563	-10,8
Dépréciation	535	587	9,8	367	388	5,6	102	96	-5,6	35	31	-10,2	1038	1102	6,1
Épuisement	1029	1113	8,2	0	0	–	8	12	50,1	128	132	3,1	1164	1257	7,9
Amortissement	255	392	53,7	8	24	212,3	-38	-45	–	-37	4	–	189	376	99,0
Frais non-monétaires et E&M	2398	2584	7,8	375	412	9,8	94	79	-15,4	167	231	38,1	3034	3307	9,0
Revenu avant impôts	893	892	-0,1	973	1129	16,0	61	-339	–	119	141	18,4	2047	1822	-11,0
Impôt fédéral	246	199	-19,0	245	245	-0,0	-1	-72	–	36	47	31,2	527	420	-20,3
Impôt provincial	-17	-3	–	100	108	7,3	2	-41	–	5	0	–	90	63	-29,8
Impôts courants	230	197	-14,3	346	353	2,1	1	-113	–	41	47	15,3	617	483	-21,7
Revenu après impôts courants	664	695	4,8	628	776	23,6	60	-226	–	78	93	20,0	1429	1339	-6,3
Impôts reportés	197	166	-16,1	66	95	43,9	-5	-54	–	-9	5	–	249	211	-15,3
Bénéfices nets après impôts	466	530	13,6	562	682	21,3	65	-172	–	87	89	1,9	1180	1128	-4,4
Postes extraordinaires	-8	-16	–	26	1	-95,7	5	4	-6,8	0	-4	–	23	-15	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	458	514	12,1	588	683	16,2	69	-168	–	87	84	-3,2	1203	1113	-7,4
Ressources d'autofinancement	3062	3280	7,1	1003	1188	18,5	154	-146	–	245	324	32,3	4464	4646	4,1

B2

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars

Sociétés intégrées et raffineurs

Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Recettes totales	2590	2885	11,4	12798	13039	1,9	748	722	–3,5	123	118	–4,2	16260	16764	3,1
Redevances et autres paiements	427	432	1,3	0	0	–	0	0	–	0	0	–	427	432	1,3
TRPG et autres taxes	0	0	–	1968	2120	7,7	2	2	14,1	0	0	–	1970	2122	7,7
Recettes nettes après redevances	2163	2452	13,4	10830	10918	0,8	747	720	–3,6	123	118	–4,2	13863	14209	2,5
Coût des biens vendus	0	0	–	7790	7491	–3,8	434	550	26,9	84	73	–12,8	8307	8114	–2,3
Frais d'intérêt	0	41	–	38	70	87,1	164	385	134,8	0	0	–	202	497	146,3
Frais d'exploitation	1003	1126	12,2	1705	1872	9,8	75	113	51,8	11	10	–5,9	2793	3122	11,8
Frais de recherche (excluant sables)	11	13	17,1	21	23	12,9	0	0	–	0	0	–	32	37	14,8
Autres frais	2	6	163,1	6	1	–86,0	32	16	–51,9	0	2	–	41	24	–40,9
Frais de R–D des sables pétrolifères	0	0	–	0	0	–	0	0	–	0	0	–	0	0	–
Dépenses E&M	226	163	–27,9	0	0	–	11	6	–42,8	0	9	–	237	178	–24,9
Dépréciation	176	197	12,0	342	356	4,2	33	44	35,9	1	1	–14,1	551	598	8,5
Épuisement	163	176	8,2	0	0	–	0	0	7,6	9	12	28,2	172	188	9,2
Amortissement	140	163	16,6	9	15	62,5	–7	–51	–	1	1	–0,9	143	128	–10,4
Frais non–monétaires et E&M	705	700	–0,8	351	371	5,7	37	0	–	11	22	101,1	1104	1092	–1,0
Revenu avant impôts	441	567	28,4	920	1089	18,4	5	–344	–	18	11	–36,9	1384	1323	–4,4
Impôt fédéral	98	126	28,1	238	236	–0,8	–24	–87	–	4	3	–23,9	316	278	–12,1
Impôt provincial	15	45	201,1	97	103	6,5	–9	–41	–	0	0	–	103	107	3,5
Impôts courants	113	171	50,7	335	339	1,3	–33	–128	–	4	3	–23,9	419	384	–8,3
Revenu après impôts courants	328	396	20,7	585	750	28,2	38	–216	–	14	8	–40,4	965	938	–2,8
Impôts reportés	102	80	–21,6	66	95	44,8	–9	–58	–	5	3	–39,9	164	120	–26,7
Bénéfices nets après impôts	226	316	39,7	519	655	26,1	47	–158	–	9	6	–40,6	801	818	2,1
Postes extraordinaires	–30	0	–	26	1	–95,7	0	0	–	0	0	–	–4	1	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	196	316	61,1	545	656	20,4	47	–158	–	9	6	–40,6	797	819	2,8
Ressources d'autofinancement	1033	1095	6,0	936	1122	19,8	75	–216	–	25	30	21,2	2069	2031	–1,8

B3

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Petits producteurs de pétrole et gaz
Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Recettes totales	1647	1729	5,0	3	115	–	296	264	–10,9	272	238	–12,7	2219	2345	5,7
Redevances et autres paiements	288	301	4,6	0	0	–	0	0	–	0	0	–	288	301	4,6
TRPG et autres taxes	0	0	–	0	0	–	0	0	–	27	16	–39,3	27	16	–39,3
Recettes nettes après redevances	1359	1428	5,0	3	115	–	296	264	–10,9	246	221	–9,9	1904	2028	6,5
Coût des biens vendus	0	0	–	0	85	–	17	0	–	0	0	–	17	85	399,6
Frais d'intérêt	250	217	–13,2	0	27	–	29	25	–15,4	2	–1	–	282	268	–5,0
Frais d'exploitation	503	528	5,0	2	10	328,8	168	164	–2,5	88	84	–4,0	761	786	3,3
Frais de recherche (excluant sables)	0	1	–	0	2	–	0	0	–	1	0	–	1	2	268,9
Autres frais	48	50	2,7	0	0	11,5	32	15	–51,9	14	7	–51,1	94	72	–23,6
Frais de R–D des sables pétrolifères	0	1	89,5	0	0	–	0	0	–	0	0	–	0	1	89,5
Dépenses E&M	40	38	–5,1	0	0	–	0	0	–	7	12	82,9	47	50	7,1
Dépréciation	101	89	–11,7	0	3	–	17	15	–14,1	20	7	–66,0	138	114	–17,6
Épuisement	372	472	26,9	0	0	–	5	5	–11,7	68	54	–20,1	445	531	19,2
Amortissement	0	31	–	0	10	–	3	9	193,7	2	5	122,4	5	55	–
Frais non–monétaires et E&M	513	631	23,0	0	13	–	26	29	11,7	96	78	–19,3	635	751	18,2
Revenu avant impôts	45	1	–98,2	1	–21	–	24	31	28,5	45	54	20,3	115	64	–43,8
Impôt fédéral	0	15	–	0	0	–44,9	3	14	396,4	16	14	–14,7	19	43	120,5
Impôt provincial	–69	–65	–	0	0	–38,8	0	0	–44,5	2	0	–94,5	–67	–64	–
Impôts courants	–69	–50	–	0	0	–43,1	3	14	357,7	19	14	–24,5	–47	–22	–
Revenu après impôts courants	114	50	–55,8	0	–22	–	21	17	–18,7	26	40	52,0	162	86	–46,9
Impôts reportés	37	13	–65,9	0	0	–16,1	8	2	–70,9	–1	–4	–	45	11	–76,2
Bénéfices nets après impôts	77	38	–51,0	0	–22	–	13	15	16,6	27	44	63,2	117	75	–35,8
Postes extraordinaires	5	6	30,9	0	0	–	0	–12	–	0	11	–	5	5	10,5
Bénéfices nets après postes extraordinaires	82	44	–46,1	0	–22	–	13	3	–78,3	27	55	103,1	122	81	–34,0
Ressources d'autofinancement	627	682	8,7	0	–9	–	47	46	–2,0	122	118	–4,0	797	837	5,0

B4

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Grands producteurs de pétrole et gaz
Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Recettes totales	4148	3946	-4,9	256	299	16,7	359	343	-4,6	257	388	51,3	5020	4977	-0,9
Redevances et autres paiements	664	642	-3,3	0	0	–	0	0	–	0	0	–	664	642	-3,3
TRPG et autres taxes	0	0	–	0	0	–	3	3	9,7	13	16	25,2	16	19	22,1
Recettes nettes après redevances	3484	3305	-5,2	256	299	16,7	356	339	-4,7	244	373	52,6	4341	4316	-0,6
Coût des biens vendus	0	0	–	89	119	34,3	0	29	–	51	98	91,6	140	246	75,7
Frais d'intérêt	506	379	-25,0	3	3	19,3	72	58	-18,9	9	7	-25,0	590	448	-24,1
Frais d'exploitation	1346	1331	-1,1	88	88	-0,3	201	219	8,8	56	56	–	1692	1695	0,1
Frais de recherche (excluant sables)	19	7	-63,5	0	0	–	0	0	–	0	4	–	19	11	-41,7
Autres frais	27	10	-63,4	0	0	–	19	8	-60,4	12	1	-91,5	58	18	-68,1
Frais de R-D des sables pétrolifères	11	9	-21,7	0	0	–	0	0	–	0	0	–	11	9	-20,9
Dépenses E&M	301	281	-6,8	0	0	–	11	10	-2,9	35	43	23,5	347	335	-3,6
Dépréciation	258	301	16,7	25	29	13,0	52	37	-28,9	14	24	68,1	349	390	11,7
Épuisement	494	465	-5,8	0	0	–	2	7	185,6	51	66	29,7	547	538	-1,7
Amortissement	116	198	70,9	-2	-1	–	-34	-3	–	-40	-1	–	41	192	370,8
Frais non-monétaires et E&M	1180	1253	6,2	24	28	16,5	31	51	61,8	60	132	118,3	1295	1463	13,0
Revenu avant impôts	407	325	-20,3	53	61	15,7	32	-26	–	56	75	34,6	548	435	-20,5
Impôt fédéral	148	58	-60,6	7	9	27,7	21	1	-93,5	16	31	91,0	192	99	-48,1
Impôt provincial	38	17	-54,4	3	4	32,7	10	0	–	2	0	–	54	21	-61,1
Impôts courants	186	76	-59,3	11	14	29,3	31	1	-96,4	18	30	63,9	245	120	-50,9
Revenu après impôts courants	221	249	12,5	42	48	12,4	1	-27	–	38	45	20,2	302	315	4,1
Impôts reportés	58	73	24,9	0	-1	–	-5	2	–	-13	7	–	41	81	96,8
Bénéfices nets après impôts	163	176	8,0	43	48	13,8	6	-29	–	50	39	-23,4	262	234	-10,4
Postes extraordinaires	17	-22	–	0	0	–	5	16	253,8	0	-15	–	22	-21	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	180	154	-14,7	43	48	13,8	10	-12	–	50	23	-53,9	284	213	-24,9
Ressources d'autofinancement	1401	1502	7,2	66	75	13,8	33	24	-26,1	98	177	80,7	1598	1778	11,3

B5

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Total des producteurs de pétrole et gaz
Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Recettes totales	5795	5675	-2,1	260	415	59,6	655	606	-7,4	529	626	18,3	7239	7322	1,1
Redevances et autres paiements	952	943	-0,9	0	0	–	0	0	–	0	0	–	952	943	-0,9
TRPG et autres taxes	0	0	–	0	0	–	3	3	9,7	39	32	-18,7	42	35	-16,6
Recettes nettes après redevances	4844	4732	-2,3	260	415	59,6	652	603	-7,5	490	594	21,3	6245	6344	1,6
Coût des biens vendus	0	0	–	89	203	129,8	17	29	68,9	51	98	91,6	157	330	110,7
Frais d'intérêt	756	596	-21,1	3	31	–	101	83	-17,9	11	5	-52,0	871	716	-17,9
Frais d'exploitation	1848	1859	0,6	91	98	8,1	369	383	3,7	144	141	-2,4	2453	2480	1,1
Frais de recherche (excluant sables)	19	8	-59,9	0	2	–	0	0	–	1	4	–	19	13	-30,9
Autres frais	75	60	-21,0	0	0	11,5	51	23	-55,1	26	8	-69,7	152	91	-40,5
Frais de R-D des sables pétrolifères	11	9	-17,4	0	0	–	0	0	–	0	0	–	11	9	-16,7
Dépenses E&M	342	320	-6,5	0	0	–	11	10	-2,9	41	55	32,8	394	385	-2,3
Dépréciation	359	390	8,7	25	31	24,4	69	52	-25,2	34	30	-10,0	487	504	3,4
Épuisement	866	937	8,2	0	0	–	8	11	50,9	119	120	1,2	992	1069	7,7
Amortissement	115	229	98,7	-2	9	–	-31	6	–	-37	3	–	46	247	–
Frais non-monétaires et E&M	1693	1885	11,3	24	41	70,6	57	80	39,3	156	209	33,7	1930	2214	14,7
Revenu avant impôts	452	325	-28,0	54	40	-25,8	56	5	-90,8	101	129	28,2	662	500	-24,6
Impôt fédéral	148	73	-50,4	7	9	25,1	23	15	-35,7	32	45	37,7	211	142	-32,6
Impôt provincial	-32	-47	–	3	4	30,3	11	0	–	5	0	–	-13	-43	–
Impôts courants	116	26	-77,7	11	14	26,7	34	15	-55,9	37	44	19,4	198	99	-50,1
Revenu après impôts courants	336	299	-10,8	43	26	-39,2	22	-10	–	64	85	33,3	464	401	-13,7
Impôts reportés	95	86	-10,3	0	-1	–	4	4	8,8	-14	2	–	85	91	6,7
Bénéfices nets après impôts	240	214	-11,0	43	27	-37,6	18	-14	–	78	83	7,0	379	310	-18,3
Postes extraordinaires	22	-16	–	0	0	–	5	4	-6,8	0	-4	–	27	-16	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	262	198	-24,5	43	27	-37,6	23	-10	–	78	79	1,3	406	294	-27,6
Ressources d'autofinancement	2029	2184	7,7	67	67	–	79	70	-11,9	220	294	33,6	[illegible]	2615	9,2

B6

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars

Sociétés sous contrôle canadien

Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activitiés étrangères			Total des activités		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Recettes totales	3148	3273	4,0	4406	4621	4,9	998	908	-9,0	256	258	1,0	8807	9060	2,9
Redevances et autres paiements	488	485	-0,7	0	0	–	0	0	–	0	0	–	488	485	-0,7
TRPG et autres taxes	0	0	–	616	684	11,0	5	5	11,3	1	0	-90,3	623	690	10,8
Recettes nettes après redevances	2659	2789	4,9	3790	3936	3,9	993	902	-9,1	254	258	1,5	7696	7885	2,5
Coût des biens vendus	0	0	–	2724	2670	-2,0	457	482	5,7	0	0	–	3181	3153	-0,9
Frais d'intérêt	254	271	6,7	10	52	397,7	107	158	48,4	13	9	-33,2	383	489	27,6
Frais d'exploitation	1067	1154	8,2	604	670	10,9	270	247	-8,5	92	71	-22,1	2033	2143	5,4
Frais de recherche (excluant sables)	2	2	-8,2	0	2	–	0	0	–	1	0	–	3	4	37,4
Autres frais	28	20	-27,9	8	2	-79,0	58	31	-46,9	15	12	-23,4	109	64	-41,3
Frais de R–D des sables pétrolifères	1	1	24,0	0	0	–	0	0	–	0	0	–	1	1	24,0
Dépenses E&M	179	94	-47,3	0	0	–	7	6	-6,7	33	55	64,7	219	155	-28,9
Dépréciation	223	267	19,4	149	159	6,7	35	28	-18,2	33	28	-15,9	440	482	9,4
Épuisement	540	578	7,0	0	0	–	7	7	4,4	61	65	6,5	608	650	7,0
Amortissement	81	32	-60,1	5	16	199,2	-6	4	–	3	5	58,9	83	56	-32,3
Frais non–monétaires et E&M	1023	972	-5,0	154	174	13,2	42	46	8,2	131	153	16,8	1350	1345	-0,4
Revenu avant impôts	286	370	29,6	288	366	26,9	60	-61	–	3	13	341,9	637	688	8,0
Impôt fédéral	40	62	55,4	65	55	-15,3	10	-4	–	11	18	68,3	126	130	3,5
Impôt provincial	-44	-36	–	29	25	-11,7	5	-8	–	5	0	–	-6	-19	–
Impôts courants	-4	26	–	94	80	-14,2	15	-12	–	15	17	13,9	120	112	-7,2
Revenu après impôts courants	290	345	18,9	194	285	46,8	45	-49	–	-12	-4	–	517	577	11,6
Impôts reportés	76	48	-36,7	22	67	206,8	-1	-15	–	-13	-11	–	84	89	5,8
Bénéfices nets après impôts	214	297	38,4	173	219	26,6	46	-35	–	0	7	–	433	488	12,7
Postes extraordinaires	4	5	46,5	2	0	-79,2	0	2	–	0	-9	–	6	0	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	218	302	38,6	175	219	25,3	46	-32	–	0	-1	–	439	488	11,1
Ressources d'autofinancement	1313	1316	0,2	348	460	31,9	87	-4	–	119	149	25,4	1867	1921	2,9

B7

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Sociétés sous contrôle étranger
Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Recettes totales	5237	5286	0,9	8652	8832	2,1	405	420	3,7	397	486	22,5	14691	15025	2,3
Redevances et autres paiements	890	890	–	0	0	–	0	0	–	0	0	–	890	890	–
TRPG et autres taxes	0	0	–	1352	1436	6,2	0	0	–	38	32	–16,4	1390	1468	5,6
Recettes nettes après redevances	4347	4396	1,1	7300	7397	1,3	405	420	3,7	359	454	26,6	12412	12667	2,1
Coût des biens vendus	0	0	–	5154	5024	–2,5	–6	97	–	135	171	26,7	5283	5292	0,2
Frais d'intérêt	503	367	–27,0	30	49	62,8	159	310	95,5	–2	–3	–	690	723	4,9
Frais d'exploitation	1785	1830	2,6	1191	1300	9,2	174	249	43,2	63	80	25,3	3213	3459	7,7
Frais de recherche (excluant sables)	28	19	–32,9	21	23	12,9	0	0	–	0	4	–	49	46	–4,7
Autres frais	50	46	–8,7	–2	–1	–	25	8	–70,0	11	–2	–	84	51	–39,6
Frais de R–D des sables pétrolifères	11	8	–21,8	0	0	–	0	0	–	0	0	–	11	8	–21,0
Dépenses E&M	389	388	–0,2	0	0	–	15	11	–30,2	8	9	7,4	413	408	–1,2
Dépréciation	311	320	2,8	219	229	4,8	67	68	0,9	1	3	152,8	598	620	3,6
Épuisement	489	536	9,5	0	0	–	1	4	–	66	66	–	556	606	9,0
Amortissement	175	360	106,4	3	9	239,1	–31	–49	–	–40	0	–	106	320	201,2
Frais non–monétaires et E&M	1375	1613	17,3	221	238	7,5	52	34	–34,5	36	78	115,6	1684	1962	16,5
Revenu avant impôts	607	522	–14,1	685	763	11,4	1	–278	–	116	127	10,0	1410	1134	–19,5
Impôt fédéral	207	138	–33,3	180	190	5,5	–11	–68	–	26	30	15,8	401	290	–27,8
Impôt provincial	27	33	22,5	72	82	14,8	–3	–33	–	0	0	–	96	82	–14,3
Impôts courants	234	171	–26,9	252	272	8,2	–14	–101	–	26	30	16,2	497	372	–25,2
Revenu après impôts courants	374	351	–6,2	433	491	13,3	15	–177	–	90	98	8,2	913	763	–16,4
Impôts reportés	122	118	–3,4	44	28	–36,8	–4	–39	–	3	16	368,3	166	123	–25,9
Bénéfices nets après impôts	252	233	–7,5	389	463	18,9	19	–137	–	87	81	–6,3	747	640	–14,3
Postes extraordinaires	–11	–21	–	24	1	–97,1	5	2	–59,9	0	4	–	17	–14	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	241	212	–11,9	413	464	12,3	24	–135	–	87	85	–1,4	764	626	–18,1
Ressources d'autofinancement	1749	1963	12,3	654	729	11,3	67	–143	–	126	175	38,9	2596	2725	4,9

B8

Rendement financier par principaux secteurs d'activités

Activités amont

Premier semestre

	Ensemble de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Production de pétrole et équivalents (1) en milliers de mètres cubes	91334	93675	2,6	34880	36224	3,9	56453	57451	1,8
Postes financiers clés en millions de dollars			%			%			%
Recettes totales avant redevances	7895	8138	3,1	2899	3041	4,9	4996	5097	2,0
Autres revenus	490	422	-13,9	249	233	-6,4	241	189	-21,7
Recettes brutes	8385	8560	2,1	3148	3273	4,0	5237	5286	0,9
Revenu monétaire	3062	3280	7,1	1313	1316	0,2	1749	1963	12,3
Bénéfices nets	466	530	13,6	214	297	38,4	252	233	-7,5
Revenu net plus intérêts	1222	1167	-4,5	468	567	21,2	754	600	-20,5
Capital utilisé	49412	53019	7,3	21537	23520	9,2	27875	29499	5,8
Recettes et coûts unitaires en dollars par mètre cube			%			%			%
Recettes totales avant redevances	86,44	86,87	0,5	83,11	83,94	1,0	88,50	88,72	0,3
Autres revenus	5,37	4,51	-16,1	7,13	6,43	-9,9	4,28	3,29	-23,0
Recettes brutes	91,81	91,38	-0,5	90,24	90,37	0,1	92,77	92,01	-0,8
Redevances et autres paiements	15,09	14,68	-2,7	14,00	13,38	-4,4	15,76	15,50	-1,7
Recettes après redevances et taxes	76,72	76,70	-	76,24	76,98	1,0	77,01	76,52	-0,6
Frais d'intérêt	8,28	6,81	-17,8	7,27	7,47	2,7	8,90	6,39	-28,2
Frais d'exploitation (sauf recherche)	31,22	31,86	2,0	30,59	31,86	4,2	31,61	31,86	0,8
Frais de recherche et autres	1,18	0,92	-21,9	0,85	0,60	-29,3	1,38	1,12	-18,8
Revenu monétaire avant impôts	36,04	37,11	3,0	37,53	37,05	-1,3	35,11	37,15	5,8
E&M et frais de R-D imputés aux sables pétrolifères	6,34	5,25	-17,2	5,14	2,63	-48,9	7,08	6,90	-2,5
Dépréciation	5,85	6,26	7,0	6,40	7,36	15,0	5,52	5,57	1,1
Épuisement	11,26	11,88	5,5	15,47	15,94	3,1	8,67	9,32	7,6
Sommes radiées	2,80	4,19	49,8	2,32	0,89	-61,6	3,09	6,27	102,8
Revenu net avant impôts	9,78	9,52	-2,6	8,20	10,22	24,8	10,76	9,08	-15,6
Impôt fédéral sur le revenu	2,70	2,13	-21,1	1,14	1,70	49,6	3,66	2,40	-34,5
Impôts provinciaux sur le revenu	-0,18	-0,03	-	-1,25	-0,99	-	0,48	0,57	20,3
Impôts sur le revenu reportés	2,16	1,77	-18,2	2,17	1,32	-39,0	2,16	2,05	-5,1
Bénéfices nets après impôts	5,10	5,65	10,8	6,14	8,19	33,3	4,46	4,05	-9,1
Postes extraordinaires	-0,08	-0,17	-	0,10	0,15	41,0	-0,20	-0,37	-
Bénéfices nets après postes extraordinaires	5,02	5,49	9,3	6,25	8,34	33,4	4,26	3,69	-13,4
Ressources d'autofinancement	33,52	35,01	4,4	37,64	36,33	-3,5	30,98	34,18	10,3
Taux en pourcentage									
Gaz naturel (incluant GPL) en pourcentage de la production totale	44,3	46,0	S/O	51,2	52,4	S/O	40,1	42,0	S/O
Pétrole assujetti aux redevances sur l'ancien pétrole en pourcentage de la production de pétrole classique	46,4	44,5	S/O	41,7	39,2	S/O	49,0	47,5	S/O

(1) Ne comprend pas le soufre.

B8(suite)

Rendement financier par principaux secteurs d'activités

Activités amont

Premier semestre

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
	1988	1989	Varia.	1988	1989	Varia.	1988	1989	Varia.
Production de pétrole et équivalents (1) en milliers de mètres cubes	28007	30351	8,4	19804	21271	7,4	43523	42053	-3,4
Postes financiers clés en millions de dollars			%			%			%
Recettes totales avant redevances	2545	2839	11,5	1507	1615	7,1	3843	3684	-4,1
Autres revenus	45	46	2,3	140	114	-18,4	305	262	-14,2
Recettes brutes	2590	2885	11,4	1647	1729	5,0	4148	3946	-4,9
Revenu monétaire	1033	1095	6,0	627	682	8,7	1401	1502	7,2
Bénéfices nets	226	316	39,7	77	38	-51,0	163	176	8,0
Revenu net plus intérêts	226	357	57,9	327	255	-22,1	669	555	-17,0
Capital utilisé	11845	15019	26,8	14517	15147	4,3	23050	22853	-0,9
Recettes et coûts unitaires en dollars par mètre cube			%			%			%
Recettes totales avant redevances	90,86	93,53	2,9	76,12	75,91	-0,3	88,29	87,61	-0,8
Autres revenus	1,61	1,52	-5,6	7,06	5,36	-24,0	7,02	6,23	-11,2
Recettes brutes	92,47	95,04	2,8	83,18	81,27	-2,3	95,31	93,84	-1,5
Redevances et autres paiements	15,23	14,24	-6,5	14,54	14,16	-2,6	15,25	15,26	0,1
Recettes après redevances et taxes	77,23	80,80	4,6	68,64	67,12	-2,2	80,06	78,59	-1,8
Frais d'intérêt	0	1,35	-	12,63	10,21	-19,2	11,62	9,02	-22,4
Frais d'exploitation (sauf recherche)	35,82	37,10	3,6	25,37	24,81	-2,2	30,92	31,65	2,3
Frais de recherche et autres	0,48	0,63	31,2	2,45	2,37	-3,1	1,05	0,40	-62,2
Revenu monétaire avant impôts	40,93	41,72	1,9	28,18	29,72	5,5	36,46	37,52	2,9
E&M et frais de R-D imputés aux sables pétrolifères	8,07	5,37	-33,5	2,06	1,84	-10,7	7,18	6,89	-4,0
Dépréciation	6,28	6,49	3,3	5,10	4,19	-17,8	5,92	7,15	20,7
Épuisement	5,82	5,81	-0,2	18,77	22,17	18,1	11,35	11,06	-2,5
Sommes radiées	5,00	5,38	7,6	-0,02	1,48	-	2,66	4,70	76,9
Revenu net avant impôts	15,76	18,67	18,5	2,26	0,04	-98,4	9,35	7,72	-17,5
Impôts fédéral sur le revenu	3,52	4,16	18,2	0	0,71	-	3,40	1,39	-59,2
Impôts provinciaux sur le revenu	0,53	1,47	177,9	-3,50	-3,04	-	0,87	0,41	-52,8
Impôts sur le revenu reportés	3,64	2,64	-27,6	1,87	0,59	-68,3	1,34	1,74	29,2
Bénéfices nets après impôts	8,07	10,41	28,9	3,90	1,78	-54,4	3,74	4,19	11,8
Postes extraordinaires	-1,07	0	-	0,25	0,30	21,9	0,40	-0,53	-
Bénéfices nets après postes extraordinaires	7,00	10,41	48,7	4,14	2,08	-49,8	4,15	3,66	-11,7
Ressources d'autofinancement	36,89	36,09	-2,2	31,68	32,06	1,2	32,19	35,72	11,0
Taux en pourcentage									
Gaz naturel (incluant GPL) en pourcentage de la production totale	31,9	35,9	S/O	60,7	63,5	S/O	44,9	44,5	S/O
Pétrole assujetti aux redevances sur l'ancien pétrole en pourcentage de la production de pétrole classique	49,2	49,6	S/O	36,5	30,6	S/O	48,8	47,3	S/O

(1) Ne comprend pas le soufre.

B9

Rendement financier par principaux secteurs d'activités

Activités aval

Premier semestre

	Total aval			Total des produits pétroliers(1)			Produits pétrochimiques et autres		
	1988	1989	Varia.	1988	1989	Varia.	1988	1989	Varia.
Postes financiers clés en millions de dollars			%			%			%
Recettes avant taxes de ventes, accise et autres	12738	13100	2,8	10928	11244	2,9	1810	1856	2,5
Autres revenus	320	353	10,4	301	341	13,5	19	12	-38,5
Recettes totales	13058	13453	3,0	11228	11586	3,2	1829	1868	2,1
Taxes de vente, accise et autres	1968	2120	7,7	1968	2120	7,7	0	0	19,7
Coût des biens vendus	7878	7694	-2,3	6800	6623	-2,6	1078	1071	-0,6
Frais d'exploitation	1795	1970	9,7	1582	1745	10,3	213	226	6,0
Frais de recherche (sauf sables pétrolifères)	21	25	21,5	14	15	3,6	7	11	58,8
Autres frais	7	1	-81,8	6	0	0,0	1	2	75,8
Revenu avant intérêts et impôts	1389	1642	18,2	858	1084	26,3	531	558	5,1
Frais d'intérêt	40	101	149,3	37	65	77,0	4	36	0,0
Revenu monétaire avant impôts	1348	1541	14,3	821	1019	24,0	527	522	-0,9
Impôts sur le revenu courants	346	353	2,1	191	227	19,0	155	125	-18,9
Ressources d'autofinancement	1003	1188	18,5	630	791	25,5	372	397	6,5
Dépréciation et autres postes hors caisse	375	412	9,8	281	302	7,4	94	110	17,1
Revenu après impôts courants	628	776	23,6	349	489	40,1	279	287	3,0
Impôts sur le revenu reportés	66	95	43,9	51	71	39,4	15	23	59,5
Bénéfices nets après impôts	562	682	21,3	298	418	40,2	264	264	-0,1
Postes extraordinaires	26	1	-95,7	26	1	-95,7	0	0	-
Bénéfices nets après postes extraordinaires	588	683	16,2	324	419	29,4	264	264	-0,1

	Total des produits pétroliers (1)			Raffinage et comm. nationales			Raffinage et comm. régionales		
	1988	1989	Varia.	1988	1989	Varia.	1988	1989	Varia.
Recettes et coûts unitaires en dollars par mètre cube			%			%			%
Recettes avant taxes de ventes, accise et autres	272,61	265,45	-2,6	278,42	271,59	-2,5	259,13	251,57	-2,9
Autres revenus	7,50	8,05	7,4	8,27	8,79	6,4	5,72	6,38	11,6
Recettes totales	280,11	273,50	-2,4	286,69	280,38	-2,2	264,85	257,95	-2,6
Taxes de vente, accise et autres	49,09	50,04	1,9	51,88	52,99	2,1	42,62	43,38	1,8
Coût des biens vendus	169,64	156,35	-7,8	170,24	157,22	-7,7	168,25	154,39	-8,2
Frais d'exploitation	39,48	41,19	4,3	44,01	46,26	5,1	28,96	29,71	2,6
Frais de recherche (sauf sables pétrolifères)	0,35	0,34	-2,0	0,45	0,45	-0,3	0,12	0,10	-11,7
Autres frais	0,14	-0,01	0	-0,10	-0,07	-	0,70	0,14	-80,6
Revenu avant intérêts et impôts	21,41	25,59	19,5	20,21	23,53	16,5	24,20	30,24	24,9
Frais d'intérêt	0,92	1,54	67,5	0,01	0,01	-7,5	3,03	5,00	65,0
Revenu monétaire avant impôts	20,49	24,05	17,4	20,20	23,53	16,5	21,17	25,23	19,2
Impôts sur le revenu courants	4,77	5,37	12,6	5,07	6,42	26,8	4,07	2,98	-26,7
Ressources d'autofinancement	15,73	18,68	18,8	15,14	17,11	13,0	17,10	22,25	30,1
Dépréciation et autres postes hors caisse	7,01	7,13	1,6	6,74	6,80	0,9	7,66	7,88	2,9
Revenu après impôts courants	8,71	11,55	32,6	8,40	10,31	22,8	9,45	14,37	52,1
Impôts sur le revenu reportés	1,28	1,68	31,9	0,79	0,63	-20,8	2,39	4,07	70,1
Bénéfices nets après impôts	7,44	9,87	32,7	7,60	9,68	27,3	7,06	10,30	46,0
Postes extraordinaires	0,64	0,03	-95,9	0	0	-	2,13	0,09	-96,0
Bénéfices nets après postes extraordinaires	8,08	9,90	22,5	7,60	9,68	27,3	9,19	10,39	13,1

Taux en pourcentage			Varia.			Varia.			Varia.
Ventes de 'produits propres' par rapport au volume de ventes totales	82,36	81,75	-0,7	82,81	82,21	-0,7	81,34	80,70	-0,8
Ventes nettes au Canada par rapport au volume de ventes totales	93,46	92,90	-2,5	94,58	94,07	-3,3	90,87	90,25	-0,7
Ventes d'exportations par rapport au volume de ventes totales	6,36	5,82	-8,6	5,68	4,83	-14,9	7,94	8,04	1,2

(1) Le calcul des coûts et des recettes unitaires se fonde sur les données relatives au volume de ventes totales pour les postes consolidés retenus.

B10

Sources et affectations de fonds en millions de dollars
Premier semestre

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Recettes tirées de l'exploitation	4464	4646	4,1	1867	1921	2,9	2596	2725	4,9
Augmentation nette de la dette à long terme	935	4557	387,3	299	1706	–	636	2851	348,3
Émission d'actions	1139	2004	75,9	481	644	33,8	658	1360	106,6
Subventions d'encouragement	241	133	-44,8	134	81	-39,5	106	52	-51,5
Toutes autres sources	2343	1526	-34,9	979	672	-31,3	1364	854	-37,4
Diminution du fonds de roulement	2503	1805	-27,9	2090	315	-84,9	413	1490	260,3
Total des sources de fonds	11625	14671	26,2	5851	5340	-8,7	5774	9331	61,6
Dépenses en capital au Canada	4175	3294	-21,1	1927	1438	-25,4	2249	1856	-17,5
Dépenses en capital aux É-U.	63	51	-18,1	50	42	-15,1	13	9	-29,5
Autres dépenses à l'étranger	183	196	7,1	111	140	25,4	72	57	-21,2
Dépenses totales à l'étranger	246	248	0,7	161	182	12,9	85	66	-22,5
Total des dépenses en capital	4421	3542	-19,9	2088	1620	-22,4	2334	1922	-17,6
Dividendes:									
Actions ordinaires	571	624	9,4	153	186	21,4	418	438	5,0
Actions privilégiées	116	172	48,0	93	147	57,8	23	25	8,5
Total	687	796	15,9	246	333	35,2	441	464	5,2
Réduction de l'avoir propre	1087	562	-48,3	917	525	-42,8	169	37	-78,0
Total-dividendes et réduction de l'avoir propre	1774	1358	-23,4	1163	857	-26,3	610	501	-17,9
Réduction nette de la dette à long terme	1801	935	-48,1	1047	321	-69,4	754	615	-18,5
Toutes autres affectations	2362	7115	201,3	1255	1274	1,5	1107	5841	–
Augmentation du fonds de roulement	1267	1721	35,8	297	1268	326,5	970	453	-53,3
Total des affectations de fonds	11625	14671	26,2	5851	5340	-8,7	5774	9331	61,6

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Recettes tirées de l'exploitation	2069	2031	-1,8	797	837	5,0	1598	1778	11,3
Augmentation nette de la dette à long terme	192	2964	–	323	501	54,9	420	1092	160,2
Émission d'actions	18	1288	–	983	564	-42,6	138	151	9,5
Subventions d'encouragement	57	27	-52,6	110	71	-35,4	74	35	-52,9
Toutes autres sources	222	386	73,5	1145	515	-55,0	975	625	-35,9
Diminution du fonds de roulement	1074	1468	36,7	409	262	-36,1	1020	75	-92,6
Total des sources de fonds	3632	8164	124,8	3768	2750	-27,0	4225	3757	-11,1
Dépenses en capital au Canada	1376	1262	-8,3	1227	890	-27,5	1573	1143	-27,3
Dépenses en capital aux É-U	0	0	–	5	4	-18,3	58	47	-18,7
Autres dépenses à l'étranger	14	25	74,8	107	78	-27,1	62	94	50,9
Dépenses totales à l'étranger	14	25	77,4	112	82	-26,7	120	141	17,3
Total des dépenses en capital	1390	1287	-7,4	1339	972	-27,4	1693	1284	-24,2
Dividendes:									
Actions ordinaires	314	453	44,0	22	30	36,6	234	141	-39,7
Actions privilégiées	23	67	183,4	46	46	0,2	46	59	27,1
Total	338	519	53,7	68	77	11,9	280	200	-28,6
Réduction de l'avoir propre	1032	314	-69,6	41	38	-5,7	14	210	–
Total-dividendes et réduction de l'avoir propre	1370	833	-39,2	109	115	5,4	295	410	39,1
Réduction nette de la dette à long terme	114	156	36,9	893	334	-62,6	795	446	-43,9
Toutes autres affectations	374	5394	–	957	905	-5,3	1031	816	-20,9
Augmentation du fonds de roulement	384	495	28,6	471	424	-10,1	412	802	94,9
Total des affectations de fonds	3632	8164	124,8	3768	2750	-27,0	4225	3757	-11,1

B11

Dépenses en capital en amont au Canada, par emplacement en millions de dollars
Premier semestre

	Total du Canada			Provinces			Terres du Canada		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Ensemble de l'industrie									
Terres et concessions géologiques et géophysiques	792	721	-9,0	756	650	-14,0	36	70	97,2
Forage d'exploration	865	591	-31,7	620	478	-22,9	245	113	-53,9
Total -exploration	1657	1312	-20,9	1377	1128	-18,0	281	183	-34,7
Forage de mise en valeur	632	384	-39,2	625	384	-38,6	7	0	-98,2
Production	762	798	4,7	758	779	2,8	4	19	339,1
Pétrole lourd & sables pétrolifères	432	160	-62,9	432	160	-62,9	0	0	-
Total -amont	3484	2654	-23,8	3192	2451	-23,2	292	202	-30,7
Sociétés sous contrôle canadien									
Terres et concessions géologiques et géophysiques	367	328	-10,6	366	324	-11,5	1	4	248,2
Forage d'exploration	491	286	-41,8	346	244	-29,7	145	42	-70,9
Total -exploration	858	614	-28,5	712	567	-20,3	146	46	-68,2
Forage de mise en valeur	279	201	-27,8	279	201	-27,8	0	0	-
Production	300	302	0,8	299	289	-3,3	0	12	-
Pétrole lourd & sables pétrolifères	115	61	-47,2	115	61	-47,2	0	0	-
Total -amont	1551	1177	-24,1	1405	1118	-20,4	146	59	-59,7
Sociétés sous contrôle étranger									
Terres et concessions géologiques et géophysiques	425	393	-7,6	391	327	-16,4	34	66	91,7
Forage d'exploration	374	305	-18,4	274	234	-14,4	100	71	-29,3
Total -exploration	799	698	-12,7	665	561	-15,6	135	137	1,7
Forage de mise en valeur	353	183	-48,3	346	183	-47,3	7	0	-98,2
Production	463	496	7,2	459	490	6,7	4	6	56,6
Pétrole lourd & sables pétrolifères	317	99	-68,7	317	99	-68,7	0	0	-
Total -amont	1933	1476	-23,6	1787	1333	-25,4	146	143	-1,6

B12

Dépenses en capital, par activité en millions de dollars
Premier semestre

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Exploration	1657	1312	-20,9	858	614	-28,5	799	698	-12,7
Mise en valeur	632	384	-39,2	279	201	-27,8	353	183	-48,3
Production	762	798	4,7	300	302	0,8	463	496	7,2
Sables pétrolifières	432	160	-62,9	115	61	-47,2	317	99	-68,7
Total - activités amont	3484	2654	-23,8	1551	1177	-24,1	1933	1477	-23,6
Total - activités aval	523	428	-18,2	315	159	-49,4	208	268	29,1
Uranium	0	0	-	0	0	-	0	0	0,0
Charbon	7	5	-31,0	2	1	-66,3	5	4	-15,1
Toutes autres activités	161	207	28,5	58	101	73,2	103	107	3,4
Total au Canada	4175	3294	-21,1	1927	1438	-25,4	2249	1856	-17,5
Total à l'étranger	246	248	0,7	161	182	12,9	85	66	-22,5
Grand total des dépenses en capital	4421	3542	-19,9	2088	1620	-22,4	2334	1922	-17,6

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
Exploration	371	345	-7,1	578	463	-19,9	708	504	-28,9
Mise en valeur	153	70	-54,3	236	168	-28,9	243	146	-39,9
Production	204	266	30,5	205	205	-0,2	353	327	-7,5
Sables pétrolifères	273	109	-60,0	2	5	200,9	158	46	-70,8
Total - activités amont	1001	790	-21,0	1021	841	-17,7	1462	1023	-30,0
Total - activités aval	325	404	24,2	168	4	-97,6	30	20	-32,1
Uranium	0	0	-	0	0	-	0	0	-
Charbon	5	2	-54,4	0	0	-	2	3	16,8
Toutes autres activités	45	65	44,6	38	45	19,5	79	97	23,5
Total au Canada	1376	1262	-8,3	1227	890	-27,5	1573	1143	-27,3
Total à l'étranger	14	25	77,4	112	82	-26,7	120	141	17,3
Grand total des dépenses en capital	1390	1287	-7,4	1339	972	-27,4	1693	1284	-24,2

B13

Bilan en millions de dollars

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous *contrôle étranger*		
	31 déc. 1988	30 juin 1989	Varia. %	31 déc. 1988	30 juin 1989	Varia. %	31 déc. 1988	30 juin 1989	Varia. %
Comptant, investissements et titres	3635	2154	-40,7	1270	1225	-3,5	2365	929	-60,7
Comptes à recevoir:									
Filiales	674	602	-10,7	349	219	-37,3	325	383	17,8
Autres	6055	6103	0,8	2284	2540	11,2	3771	3563	-5,5
Total	6729	6705	-0,4	2632	2758	4,8	4096	3946	-3,7
Stocks	3479	4315	24,0	1224	1551	26,7	2255	2764	22,6
Autres disponibilités	910	988	8,6	400	433	8,2	510	556	8,9
Total des disponibilités	14752	14162	-4,0	5525	5967	8,0	9227	8195	-11,2
Immobilisations	94510	98032	3,7	41681	44272	6,2	52829	53760	1,8
Moins:									
Epuisement									
Dépréciation et amortissement	29002	31860	9,9	13393	15114	12,8	15609	16746	7,3
Immobilisations nettes	65508	66172	1,0	28288	29158	3,1	37220	37014	-0,6
Autres éléments de l'actif à long terme	6059	11066	82,6	3235	3255	0,6	2824	7811	176,6
Total de l'actif	86320	91400	5,9	37048	38380	3,6	49271	53020	7,6
Comptes à payer:									
Filiales	613	694	13,2	98	74	-24,6	514	620	20,4
Autres	5577	5788	3,8	2380	2463	3,5	3198	3325	4,0
Total	6190	6482	4,7	2478	2537	2,4	3712	3945	6,3
Tranche courante de la dette à long terme	826	552	-33,2	321	235	-26,8	506	317	-37,2
Autres exigibilités	4680	4230	-9,6	2279	1868	-18,0	2402	2362	-1,6
Total des exigibilités	11696	11264	-3,7	5077	4640	-8,6	6619	6625	0,1
Dette à long terme	17888	21480	20,1	7169	8531	19,0	10719	12949	20,8
Paiements anticipés pour production différée	1370	1199	-12,5	595	548	-8,0	775	652	-15,9
Impôts sur le revenu reportés	11165	11393	2,0	4631	4750	2,6	6534	6643	1,7
Autre passif à long terme	3613	3714	2,4	705	713	1,2	2908	3001	2,7
Avoir propre:									
Actions ordinaires	15027	16280	8,3	10026	9880	-1,5	5000	6400	28,0
Actions privilégiées	5199	4918	-5,4	3988	3778	-5,3	1211	1140	-5,9
Bénéfices non répartis	16620	17427	4,9	3052	3649	19,6	13568	13778	1,5
Autres	3741	3724	-0,5	1804	1891	4,8	1937	1833	-5,4
Total	40588	42349	4,3	18871	19197	1,7	21717	23152	6,6
Total passif, impôts différés et avoir propre	86320	91400	5,9	37048	38380	3,6	49271	53020	7,6
Fonds de roulement	3056	2897	-5,2	448	1328	196,1	2608	1570	-39,8

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
Comptant, investissements et titres	2033	441	-78,3	974	994	2,1	627	719	14,7
Comptes à recevoir:									
Filiales	329	207	-37,1	182	155	-15,0	163	240	47,7
Autres	3636	3588	-1,3	860	889	3,3	1559	1626	4,3
Total	3965	3795	-4,3	1042	1043	0,1	1722	1866	8,4
Stocks	2872	3685	28,3	129	135	4,5	479	495	3,5
Autres disponibilités	670	711	6,1	71	73	2,9	168	204	21,2
Total des disponibilités	9541	8632	-9,5	2216	2245	1,3	2996	3285	9,7
Immobilisations	38939	39738	2,1	22144	23560	6,4	33427	34734	3,9
Moins:									
Epuisement									
Dépréciation et amortissement	13221	14047	6,2	6976	7859	12,6	8805	9954	13,0
Immobilisations nettes	25718	25691	-0,1	15168	15701	3,5	24622	24780	0,6
Autres éléments de l'actif à long terme	2392	7594	217,5	1030	1171	13,8	2638	2301	-12,8
Total de l'actif	37651	41917	11,3	18413	19117	3,8	30255	30365	0,4
Comptes à payer:									
Filiales	475	558	17,4	97	64	-33,4	41	71	75,3
Autres	3051	3288	7,8	815	792	-2,8	1712	1709	-0,1
Total	3526	3846	9,1	911	856	-6,1	1752	1780	1,6
Tranche courante de la dette à long terme	253	72	-71,6	259	200	-22,9	314	280	-10,6
Autres exigibilités	3039	2965	-2,4	194	180	-7,2	1448	1086	-25,0
Total des exigibilités	6818	6882	0,9	1364	1236	-9,4	3514	3147	-10,5
Dette à long terme	4885	7687	57,4	4623	4831	4,5	8380	8963	7,0
Paiements anticipés pour production différée	313	253	-19,4	396	365	-7,8	661	582	-12,0
Impôts sur le revenu reportés	5795	5948	2,6	1598	1595	-0,2	3771	3850	2,1
Autre passif à long terme	932	960	3,0	1246	1321	5,0	1435	1433	-0,2
Actions ordinaires	5833	7131	22,3	5034	5569	10,6	4160	3581	-13,9
Actions privilégiées	1696	1422	-16,1	2120	2017	-4,9	1384	1479	6,9
Bénéfices non répartis	10991	11244	2,3	481	643	33,6	5148	5540	7,6
Autres	388	390	0,5	1552	1542	-0,6	1802	1791	-0,6
Total	18907	20187	6,8	9187	9771	6,4	12494	12391	-0,8
Total passif, impôts différés et avoir propre	37651	41917	11,3	18413	19117	3,7	30255	30365	0,4
Fonds de roulement	2723	1750	-35,7	852	1010	18,6	-519	138	-

B14

Capital utilisé par segment et par secteur d'activités en millions de dollars
Premier semestre

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Amont	49412	53019	7,3	21537	23520	9,2	27875	29499	5,8
Produits pétroliers	11687	12166	4,1	4816	4995	3,7	6872	7172	4,4
Autres activités aval	3361	3179	-5,4	1552	1488	-4,1	1809	1690	-6,6
Autres activités au Canada	5685	5140	-9,6	1893	2284	20,6	3792	2856	-24,7
Ensemble des activités au Canada	70145	73504	4,8	29797	32287	8,4	40348	41217	2,2
Activités à l'étranger	3363	2806	-16,6	1820	1453	-20,2	1543	1353	-12,3
Grand Total	73508	76310	3,8	31617	33740	6,7	41891	42570	1,6

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Amont	11845	15019	26,8	14517	15147	4,3	23050	22853	-0,9
Produits pétroliers	11225	11496	2,4	377	670	77,7	85	1	-98,7
Autres activités aval	2466	2364	-4,2	2	114	-	892	701	-21,5
Autres activités au Canada	2521	2083	-17,4	1134	993	-12,4	2031	2064	1,6
Ensemble des activités au Canada	28057	30962	10,4	16030	16923	5,6	26058	25619	-1,7
Activités à l'étranger	397	248	-37,5	1060	959	-9,6	1906	1600	-16,1
Grand Total	28454	31210	9,7	17090	17882	4,6	27964	27219	-2,7

Nota:
Le capital utilisé est défini comme étant le total de l'actif moins les exigibilités.

B15

Volume et valeur de la production
Premier semestre
Par province

Volume en milliers de mètres cubes	Alberta 1988	Alberta 1989	Alberta Varia. %	Colombie-Britannique 1988	Colombie-Britannique 1989	Colombie-Britannique Varia. %	Saskatchewan 1988	Saskatchewan 1989	Saskatchewan Varia. %
Pétrole brut –PRNP	13694,4	13536,4	–1,2	460,2	451,6	–1,9	3074,1	2912,3	–5,3
Pétrole brut –autres	13195,6	12350,4	–6,4	482,6	405,9	–15,9	1940,8	1568,2	–19,2
Pétrole brut classique	26890,0	25886,8	–3,7	942,8	857,5	–9,0	5014,9	4480,5	–10,7
Sables pétrolifères	8559,4	9263,2	8,2	0,0	0,0	–	5,2	0,0	–
Gaz naturel commercialisable (10^6m^3)	36358,3	37507,2	3,2	3978,5	4825,6	21,3	1361,0	2070,3	52,1
Liquides de gaz naturel (usine)	10185,8	11443,7	12,3	206,0	202,5	–1,7	90,3	11,7	–87,0
Production totale (comprend le soufre)	79460,0	80515,6	1,3	4950,1	5679,0	14,7	6402,8	6487,7	1,3
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut –PRNP	1558,1	1675,5	7,5	55,3	58,1	5,2	297,8	298,6	0,3
Pétrole brut–autres	1536,0	1568,9	2,1	57,1	51,1	–10,5	173,2	160,3	–7,4
Pétrole brut classique	3094,0	3244,4	4,9	112,4	109,3	–2,8	471,0	459,0	–2,6
Sables pétrolifères	850,6	1035,0	21,7	0,0	0,0	–	0,0	0,0	–
Gaz naturel commercialisable	2033,7	2075,1	2,0	210,8	241,2	14,4	74,6	100,2	34,4
Liquides de gaz naturel (usine)	848,2	816,7	–3,7	11,3	11,2	–0,5	7,6	0,6	–91,7
Production totale (comprend le soufre)	6826,5	7171,3	5,1	334,5	361,7	8,1	553,2	559,8	1,2

Par groupe de sociétés

Volume en milliers de mètres cubes	Total de l'industrie 1988	Total de l'industrie 1989	Total de l'industrie Varia. %	Sociétés sous contrôle canadien 1988	Sociétés sous contrôle canadien 1989	Sociétés sous contrôle canadien Varia. %	Sociétés sous contrôle étranger 1988	Sociétés sous contrôle étranger 1989	Sociétés sous contrôle étranger Varia. %
Pétrole brut –PRNP	18193,4	18018,8	–1,0	6945,1	7111,2	2,4	11248,3	10907,6	–3,0
Pétrole brut –autres	15775,0	14473,5	–8,3	4961,2	4590,2	–7,5	10813,8	9883,3	–8,6
Pétrole brut classique	33968,4	32492,3	–4,3	11906,3	11701,4	–1,7	22062,1	20790,9	–5,8
Sables pétrolifères	8564,6	9263,2	8,2	2415,0	2859,0	18,4	6149,6	6404,2	4,1
Gaz naturel commercialisable (10^6m^3)	41862,4	44579,9	6,5	18475,2	19628,7	6,2	23387,2	24951,2	6,7
Liquides de gaz naturel (usine)	10486,3	11661,9	11,2	3540,5	3584,9	1,3	6945,8	8077,0	16,3
Production totale (comprend le soufre)	92104,8	94132,0	2,2	35002,6	36319,4	3,8	57102,2	57812,5	1,2
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut –PRNP	1990,1	2135,2	7,3	765,2	827,0	8,1	1225,0	1308,2	6,8
Pétrole brut –autres	1786,7	1799,1	0,7	547,5	559,0	2,1	1239,3	1240,0	0,1
Pétrole brut classique	3776,9	3934,3	4,2	1312,6	1386,0	5,6	2464,2	2548,3	3,4
Sables pétrolifères	850,6	1035,0	21,7	291,5	378,4	29,8	559,0	656,6	17,5
Gaz naturel commercialisable	2329,9	2430,3	4,3	1003,1	1053,4	5,0	1326,8	1376,9	3,8
Liquides de gaz naturel (usine)	867,5	828,9	–4,4	295,6	235,6	–20,3	571,9	593,4	3,8
Production totale (comprend le soufre)	7824,9	8228,5	5,2	2902,9	3053,4	5,2	4921,9	5175,1	5,1

Volume en milliers de mètres cubes	Sociétés intégrées et raffineurs 1987	Sociétés intégrées et raffineurs 1988	Sociétés intégrées et raffineurs Varia. %	Petits producteurs de pétrole et gaz 1987	Petits producteurs de pétrole et gaz 1988	Petits producteurs de pétrole et gaz Varia. %	Grands producteurs de pétrole et gaz 1987	Grands producteurs de pétrole et gaz 1988	Grands producteurs de pétrole et gaz Varia. %
Pétrole brut –PRNP	5401,3	5355,5	–0,8	4378,1	4776,0	9,1	8414,0	7887,3	–6,3
Pétrole brut –autres	5238,9	5276,9	0,7	2512,7	2108,9	–16,1	8023,4	7087,7	–11,7
Pétrole brut classique	10640,2	10632,4	–0,1	6890,8	6884,9	–0,1	16437,4	14975,0	–8,9
Sables pétrolifères	5876,7	6247,6	6,3	103,3	142,6	38,0	2584,6	2873,0	11,2
Gaz naturel commercialisable (10^6m^3)	9226,0	11253,1	22,0	12427,8	13967,5	12,4	20208,6	19359,3	–4,2
Liquides de gaz naturel (usine)	3261,5	3299,7	1,2	1028,2	992,7	–3,5	6196,6	7369,5	18,9
Production totale (comprend le soufre)	28249,2	30585,6	8,3	19822,9	21294,1	7,4	44032,8	42252,3	–4,0
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut –PRNP	578,4	624,3	7,9	470,3	547,1	16,3	941,4	963,9	2,4
Pétrole brut –autres	596,2	664,5	11,5	265,5	244,3	–8,0	925,1	890,3	–3,8
Pétrole brut classique	1174,6	1288,7	9,7	735,8	791,4	7,6	1866,5	1854,2	–0,7
Sables pétrolifères	533,0	665,8	24,9	10,5	13,7	30,7	307,0	355,5	15,8
Gaz naturel commercialisable	542,1	616,3	13,7	640,1	734,2	14,7	1147,7	1079,7	–5,9
Liquides de gaz naturel (usine)	257,6	239,4	–7,1	105,8	59,7	–43,6	504,0	529,8	5,1
Production totale (comprend le soufre)	2507,4	2810,3	12,1	1492,2	1599,0	7,2	3825,2	3819,2	–0,2

B16

Frais d'exploitation en amont et redevances en millions de dollars
Premier semestre
Par province

	Alberta			Colombie-Britannique			Saskatchewan		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Activités associées	978,5	1112,3	13,7	50,7	64,9	27,9	154,0	143,3	-7,0
Usines de traitement de gaz naturel	249,8	219,0	-12,3	3,4	6,7	100,2	7,5	6,3	-17,1
Sables pétrolifères	639,7	671,8	5,0	0,0	0,0	–	0,0	0,0	–
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	36,7	53,5	45,8	0,4	0,9	138,6	4,6	5,4	18,9
Frais généraux d'exploitation	620,4	592,7	-4,5	17,6	19,1	8,9	60,5	51,8	-14,4
Total, frais d'exploitation	2525,2	2649,3	4,9	72,0	91,7	27,3	226,7	206,8	-8,8
Redevances fédérales de la Couronne	0,2	0,3	42,8	0,0	0,0	–	0,2	0,1	-62,4
Redevances et taxes provinciales	990,2	1008,4	1,8	51,0	52,3	2,5	93,6	85,7	-8,4
Autres redevances et paiements	192,4	181,1	-5,9	10,3	10,2	-0,9	26,5	26,2	-1,3
Redevances totales	1182,7	1189,8	0,6	61,3	62,5	2,0	120,3	111,9	-6,9

Par groupe de sociétés

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Activités associées	1207,9	1344,5	11,3	487,7	515,0	5,6	720,2	829,4	15,2
Usines de traitement de gaz naturel	273,3	241,8	-11,5	93,6	109,7	17,1	179,7	132,2	-26,5
Sables pétrolifères	639,8	671,8	5,0	230,4	283,1	22,9	409,4	388,7	-5,1
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	41,9	61,4	46,6	11,9	14,4	21,4	30,0	46,9	56,6
Frais généraux d'exploitation	718,6	685,8	-4,6	245,4	233,8	-4,7	473,2	452,0	-4,5
Total, frais d'exploitation	2881,5	3005,2	4,3	1069,1	1156,0	8,1	1812,5	1849,2	2,0
Redevances fédérales de la Couronne	3,0	3,3	10,7	0,2	0,2	-8,8	2,8	3,1	12,2
Redevances et taxes provinciales	1138,5	1149,6	1,0	386,5	389,4	0,7	752,0	760,2	1,1
Autres redevances et paiements	233,9	222,4	-4,9	98,9	95,2	-3,8	135,0	127,2	-5,8
Redevances totales	1375,5	1375,3	–	485,7	484,8	-0,2	889,8	890,5	0,1

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %	1988	1989	Varia. %
Activités associées	351,7	394,9	12,3	303,4	362,8	19,6	552,8	586,8	6,1
Usines de traitement de gaz naturel	73,0	81,8	12,1	26,7	36,2	35,6	173,6	123,8	-28,7
Sables pétrolifères	397,5	420,9	5,9	2,7	4,2	55,6	239,6	246,6	2,9
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	8,4	12,0	42,0	7,0	8,6	23,2	26,5	40,8	54,2
Frais généraux d'exploitation	183,8	229,4	24,8	162,8	116,6	-28,4	372,1	339,8	-8,7
Total, frais d'exploitation	1014,4	1139,0	12,3	502,5	528,5	5,2	1364,6	1337,8	-2,0
Redevances fédérales de la Couronne	2,3	2,8	21,7	0,2	0,1	-61,7	0,5	0,5	-12,7
Redevances et taxes provinciales	342,6	346,8	1,2	212,9	228,3	7,2	582,9	574,5	-1,5
Autres redevances et paiements	81,7	82,7	1,3	72,1	73,0	1,3	80,2	66,6	-16,9
Redevances totales	426,7	432,3	1,3	285,2	301,4	5,7	663,7	641,6	-3,3

B17

Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle, 1988
Ensemble des activités au Canada *en millions de dollars*

	Total de l'industrie	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Sociétés intégrées et raffineurs	Producteurs de pétrole et de gaz
Revenu comptable après impôts	3635	1312	2323	2882	753
Provisions pour impôts	1139	410	729	1015	124
Revenu comptable avant impôts	4774	1723	3052	3897	877
Additions:					
Dépréciation et amortissement	2613	1036	1576	1452	1161
Épuisement	1760	1109	651	426	1334
Frais d'exploration et de mise en valeur engagés	613	33	580	238	374
Redevances non déductibles à la Couronne	1804	638	1166	727	1077
Pertes relatives à la cession de biens	436	54	382	85	351
Gain en capital imposable	192	69	123	86	106
Autres additions	3234	1620	1615	870	2364
Déductions:					
Déduction pour amortissement	2386	1075	1311	1621	765
Frais généraux indirects pour l'exploration et l'aménagement	44	42	2	–	44
Déduction relative à des ressources	1557	619	938	535	1023
Frais d'intérêt pour fins d'impôts	178	78	100	76	102
Demande relative aux frais d'exploration	1417	615	802	502	914
Demande relative aux frais d'aménagement	885	458	426	260	624
Demande relative au FBCPG	515	222	293	156	359
Déduction pour épuisement gagné	262	84	179	66	196
Frais d'exploration et d'aménagement à l'étranger	91	53	38	11	79
Frais d'exploration et d'aménagement au Canada	1	0	1	–	1
Allocation pour exploration frontalière	1	1	0	–	1
Déduction supplémentaire pour épuisement	–	–	–	–	–
Gains relatifs à la cession de biens	503	47	456	91	412
Compte compensatoire cumulatif (CCC)	3	3	–	–	3
Autres déductions	3243	1439	1804	1536	1707
Différence nette entre les bénéfices nets avant impôts et bénéfices nets pour le calcul de l'impôt de l'année en cours	–433	–177	–256	–970	536
Bénéfices nets pour le calcul de l'impôt	4341	1545	2796	2928	1413
Soustraire:					
Pertes autres qu'en capital	728	306	421	338	390
Dividendes imposables	1783	857	926	875	908
Autres déductions	210	29	181	39	170
Revenu net imposable	1620	353	1267	1675	–55
Plus:					
Pertes pour l'année en cours autres qu'en capital	957	201	756	393	563
Revenu imposable (assiette fiscale)	2577	554	2023	2069	508
Crédits d'impôt:					
Abattement de l'impôt fédéral	272	51	221	213	59
Déductions relatives à des bénéfices de fabrication et de transformation	60	8	53	56	4
Crédit d'impôt pour la recherche scientifique et le développement expérimental	–	–	–	–	–
Crédit d'impôt à l'investissement (CII)	72	15	57	54	18
Crédit d'impôt à l'exploration (CIE)	21	14	6	9	11
Autres crédits d'impôt fédéral	1	0	1	0	1
Impôts a payer:					
Impôt fédéral total	726	134	592	555	171
Impôts provinciaux avant dégrèvement et crédits	340	71	268	257	83
Impôts provinciaux à payer	101	–47	147	222	–121
Total des impôts	827	87	739	777	50
Pertes autres qu'en capital					
Solde d'ouverture	1865	809	1056	587	1278
Pertes pour l'année en cours	957	201	756	393	563
Pertes des prédécesseurs	171	3	168	15	157
Utilisées pendant l'année[1]	736	314	421	338	398
Expirées durant l'année	31	7	24	27	4
Reportées aux années précédentes	435	74	361	207	228
Solde de clôture	1791	617	1174	422	1369

(1) Comprend les pertes autres qu'en capital utilisées pendant l'année en cours pour réduire l'impôt de la partie IV.

B18

Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle, 1988
Ensemble des activités en amont *en millions de dollars*

	Total de l'industrie	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Sociétés intégrées et raffineurs	Producteurs de pétrole et de gaz
Revenu comptable après impôts	1289	295	995	894	396
Provisions pour impôts	298	62	236	191	107
Revenu comptable avant impôts	1588	357	1230	1085	502
Additions:					
Dépréciation et amortissement	1630	627	1003	660	970
Épuisement	1746	1097	649	426	1320
Frais d'exploration et de mise en valeur engagés	597	33	564	233	364
Redevances non déductibles à la Couronne	1793	631	1161	723	1070
Pertes relatives à la cession de biens	168	31	137	94	74
Gain en capital imposable	87	12	75	37	49
Autres additions	2203	1002	1201	274	1929
Déductions:					
Déduction pour amortissement	1270	530	740	759	511
Frais généraux indirects pour l'exploration et l'aménagement	44	42	2	–	44
Déduction relative à des ressources	1529	601	928	530	998
Frais d'intérêt pour fins d'impôts	126	56	70	56	70
Demande relative aux frais d'exploration	1393	613	780	489	904
Demande relative aux frais d'aménagement	880	458	421	259	620
Demande relative au FBCPG	515	222	293	156	359
Déduction pour épuisement gagné	246	78	168	63	184
Frais d'exploration et d'aménagement à l'étranger	88	50	38	11	76
Frais d'exploration et d'aménagement au Canada	1	0	1	–	1
Allocation pour exploration frontalière	1	1	0	–	1
Déduction supplémentaire pour épuisement	–	–	–	–	–
Gains relatifs à la cession de biens	430	26	404	40	390
Compte compensatoire cumulatif (CCC)	3	3	–	–	3
Autres déductions	2133	628	1505	818	1315
Différence nette entre les bénéfices nets avant impôts et bénéfices nets pour le calcul de l'impôt de l'année en cours	–434	126	–560	–736	302
Bénefices nets pour le calcul de l'impôt	1154	483	670	350	804
Soustraire:					
Pertes autres qu'en capital	394	115	279	34	361
Dividendes imposables	498	368	130	88	410
Autres déductions	168	6	162	8	160
Revenu net imposable	93	–6	99	220	–127
Plus:					
Pertes pour l'année en cours autres qu'en capital	885	149	736	414	471
Revenu imposable (assiette fiscale)	978	143	836	634	344
Crédits d'impôt:					
Abattement de l'impôt fédéral	108	16	92	59	49
Déductions relatives à des bénéfices de fabrication et de transformation	12	1	11	9	4
Crédit d'impôt pour la recherche scientifique et le développement expérimental	–	–	–	–	–
Crédit d'impôt à l'investissement (CII)	39	9	30	23	16
Crédit d'impôt à l'exploration (CIE)	21	14	6	9	11
Autres crédits d'impôt fédéral	1	0	1	0	1
Impôts a payer:					
Impôt fédéral total	268	29	239	143	125
Impôts provinciaux avant dégrèvement et crédits	142	20	121	79	63
Impôts provinciaux à payer	–92	–93	1	45	–137
Total des impôts	176	–63	240	188	–12
Pertes autres qu'en capital					
Solde d'ouverture	1036	445	591	70	966
Pertes pour l'année en cours	885	149	736	414	471
Pertes des prédécesseurs	171	1	170	14	157
Utilisées pendant l'année[1]	394	115	279	34	361
Expirées durant l'année	26	3	24	24	3
Reportées aux années précédentes	468	71	397	252	216
Solde de clôture	1207	409	798	186	1018

(1) Comprend les pertes autres qu'en capital utilisées pendant l'année en cours pour réduire l'impôt de la partie IV.

B19

Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle, 1987
Ensemble des activités au Canada *en millions de dollars*

	Total de l'industrie	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Sociétés intégrées et raffineurs	Producteurs de pétrole et de gaz
Revenu comptable après impôts	4154	1265	2888	2839	1315
Provisions pour impôts	1826	638	1188	1383	443
Revenu comptable avant impôts	5980	1904	4076	4222	1758
Additions:					
Dépréciation et amortissement	2541	1011	1530	1317	1224
Épuisement	1658	928	730	300	1358
Frais d'exploration et de mise en valeur engagés	600	12	589	155	445
Redevances non déductibles à la Couronne	2411	753	1658	728	1684
Pertes relatives à la cession de biens	90	37	52	32	57
Gain en capital imposable	331	177	155	150	181
Autres additions	4202	1834	2369	625	3577
Déductions:					
Déduction pour amortissement	2982	1212	1769	1767	1215
Frais généraux indirects pour l'exploration l'aménagement	36	34	3	–	36
Déduction relative à des ressources	2152	737	1415	641	1511
Frais d'intérêt pour fins d'impôts	121	33	88	35	86
Demande relative aux frais d'exploration	1197	427	770	324	872
Demande relative aux frais d'aménagement	967	346	621	309	659
Demande relative au FBCPG	470	210	260	129	341
Déduction pour épuisement gagné	259	83	176	144	115
Frais d'exploration et d'aménagement à l'étranger	85	53	32	14	71
Frais d'exploration et d'aménagement au Canada	2	1	1	–	2
Allocation pour exploration frontalière	–	–	–	–	–
Déduction supplémentaire pour épuisement	–	–	–	–	–
Gains relatifs à la cession de biens	423	98	324	156	267
Compte compensatoire cumulatif (CCC)	11	10	0	0	10
Autres déductions	3062	1323	1739	1691	1370
Différence nette entre les bénéfices nets avant impôts et bénéfices nets pour le calcul de l'impôt de l'année en cours	67	184	–116	–1902	1970
Bénéfices nets pour le calcul de l'impôt	6047	2087	3960	2320	3727
Soustraire:					
Pertes autres qu'en capital	578	148	430	148	430
Dividendes imposables	2327	1497	830	551	1776
Autres déductions	96	35	61	44	52
Revenu net imposable	3046	408	2639	1576	1470
Plus:					
Pertes pour l'année en cours autres qu'en capital	1156	365	790	582	573
Revenu imposable (assiette fiscale)	4202	773	3429	2159	2043
Crédits d'impôt:					
Abattement de l'impôt fédéral	359	72	287	184	175
Déductions relatives à des bénéfices de fabrication et de transformation	77	8	69	60	17
Crédit d'impôt pour la recherche scientifique et le développement expérimental	4	4	0	3	1
Crédit d'impôt à l'investissement (CII)	147	26	120	107	39
Crédit d'impôt à l'exploration (CIE)	21	14	7	14	7
Autres crédits d'impôt fédéral	38	11	27	37	1
Impôts a payer:					
Impôt fédéral total	1172	214	958	573	598
Impôts provinciaux avant dégrèvement et crédits	421	94	327	222	199
Impôts provinciaux à payer	180	–22	203	178	2
Total des impôts	1352	192	1160	751	601
Pertes autres qu'en capital					
Solde d'ouverture	1577	558	1019	424	1153
Pertes pour l'année en cours	1156	365	790	582	573
Pertes des prédécesseurs	92	45	48	37	55
Utilisées pendant l'année(1)	580	154	426	144	436
Expirées durant l'année	27	21	6	2	26
Reportées aux années précédentes	396	35	361	315	81
Solde de clôture	1821	757	1064	583	1239

(1) Comprend les pertes autres qu'en capital utilisées pendant l'année en cours pour réduire l'impôt de la partie IV.

B20

Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle, 1987
Ensemble des activités en amont *en millions de dollars*

	Total de l'industrie	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Sociétés intégrées et raffineurs	Producteurs de pétrole et de gaz
Revenu comptable après impôts	2737	945	1792	1484	1253
Provisions pour impôts	1146	289	856	738	408
Revenu comptable avant impôts	3883	1235	2649	2223	1660
Additions:					
Dépréciation et amortissement	1619	604	1015	577	1042
Épuisement	1588	858	730	240	1348
Frais d'exploration et de mise en valeur engagés	582	12	570	150	432
Redevances non déductibles à la Couronne	2411	752	1658	728	1683
Pertes relatives à la cession de biens	38	17	21	–	38
Gain en capital imposable	91	4	87	12	78
Autres additions	2505	388	2116	203	2302
Déductions:					
Déduction pour amortissement	1638	553	1085	645	993
Frais généraux indirects pour l'exploration et l'aménagement	36	34	3	–	36
Déduction relative à des ressources	2142	727	1416	641	1501
Frais d'intérêt pour fins d'impôts	87	15	72	21	65
Demande relative aux frais d'exploration	1175	420	755	319	856
Demande relative aux frais d'aménagement	957	346	612	308	650
Demande relative au FBCPG	466	206	260	129	337
Déduction pour épuisement gagné	251	80	171	142	109
Frais d'exploration et d'aménagement à l'étranger	85	53	32	14	71
Frais d'exploration et d'aménagement au Canada	2	1	1	–	2
Allocation pour exploration frontalière	–	–	–	–	–
Déduction supplémentaire pour épuisement	–	–	–	–	–
Gains relatifs à la cession de biens	190	16	175	21	169
Compte compensatoire cumulatif (CCC)	10	10	–	0	10
Autres déductions	1961	448	1513	806	1156
Différence nette entre les bénéfices nets avant impôts et bénéfices nets pour le calcul de l'impôt de l'année en cours	–169	–273	104	–1135	966
Bénéfices nets pour le calcul de l'impôt	3714	962	2752	1088	2626
Soustraire:					
Pertes autres qu'en capital	413	122	291	5	409
Dividendes imposables	604	148	456	139	464
Autres déductions	26	4	22	1	25
Revenu net imposable	2672	689	1983	943	1729
Plus:					
Pertes pour l'année en cours autres qu'en capital	843	108	735	357	486
Revenu imposable (assiette fiscale)	3515	797	2718	1300	2215
Crédits d'impôt:					
Abattement de l'impôt fédéral	264	55	209	91	173
Déductions relatives à des bénéfices de fabrication et de transformation	29	1	28	14	15
Crédit d'impôt pour la recherche scientifique et le développement expérimental	1	1	0	–	1
Crédit d'impôt à l'investissement (CII)	76	18	58	41	35
Crédit d'impôt à l'exploration (CIE)	21	14	7	14	7
Autres crédits d'impôt fédéral	12	11	1	11	1
Impôts a payer:					
Impôt fédéral total	950	146	804	380	570
Impôts provinciaux avant dégrèvement et crédits	290	63	228	107	183
Impôts provinciaux à payer	51	–52	104	64	–13
Total des impôts	1002	94	907	445	557
Pertes autres qu'en capital					
Solde d'ouverture	870	418	452	3	867
Pertes pour l'année en cours	843	108	735	357	486
Pertes des prédécesseurs	73	45	28	18	55
Utilisées pendant l'année[1]	402	113	289	5	398
Expirées durant l'année	10	5	6	2	9
Reportées aux années précédentes	330	8	322	306	24
Solde de clôture	1049	450	599	66	983

(1) Comprend les pertes autres qu'en capital utilisées pendant l'année en cours pour réduire l'impôt de la partie IV.

B21

Réclamations de l'année et réserves fiscales restantes, 1988 en millions de dollars

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Ensemble de l'industrie	
	En amont	Total	En amont	Total	En amont	Total
Déduction pour amortissement – Catégorie 10						
Solde d'ouverture	1701	1848	2347	2458	4048	4306
Additions nettes	74	122	77	123	151	245
Aide gouvernementale	3	3	–1	–1	2	2
Rajustements	–73	–67	–124	–129	–198	–196
Demandée pendant la période en cours	349	394	450	489	798	883
Solde de clôture	1351	1506	1850	1964	3201	3470
Déduction pour amortissement –Catégorie 28/41						
Solde d'ouverture	47	168	79	227	126	395
Additions nettes	969	1001	510	569	1479	1571
Aide gouvernementale	0	0	0	0	0	1
Rajustements	0	0	–62	–59	–62	–59
Demandée pendant la période en cours	129	129	–48	–5	80	124
Solde de clôture	887	1040	576	742	1463	1782
Déduction pour amortissement–Catégorie 29/39						
Solde d'ouverture	188	998	416	850	605	1849
Additions nettes	129	287	101	276	230	563
Aide gouvernementale	0	7	1	1	1	7
Rajustements	–4	–43	–10	–39	–14	–82
Demandée pendant la période en cours	18	346	171	409	189	755
Solde de clôture	295	890	336	678	631	1568
Déduction pour amortissement–Autres						
Solde d'ouverture	380	1782	513	2470	893	4252
Additions nettes	55	260	394	658	449	918
Aide gouvernementale	0	0	1	1	1	1
Rajustements	–12	–47	–120	–175	–132	–222
Demandée pendant la période en cours	34	205	168	418	202	623
Solde de clôture	388	1789	618	2535	1007	4324
Crédit d'impôt a l'investissement						
Solde d'ouverture	66	76	54	84	120	160
CII gagné	29	35	44	78	73	112
Rajustements	–4	–5	–29	–34	–33	–39
CII demandé et/ou remboursé	10	16	31	59	41	76
Solde de clôture	80	90	38	68	119	158
Crédit d'impôt a l'exploration						
Solde d'ouverture	15	15	1	1	16	16
CIE gagné	40	40	27	27	67	67
Rajustements	–1	–1	–0	–0	–1	–1
CIE demandé et/ou remboursé	36	36	6	6	41	41
Solde de clôture	36	36	6	6	41	41
Frais cumulatifs d'exploration au Canada						
Solde d'ouverture	879	1009	866	894	1745	1903
Additions nettes	745	776	891	932	1636	1709
Aide gouvernementale–CIE	21	21	6	6	27	27
Aide gouvernementale–autre	61	61	16	16	77	77
Rajustements	–113	–120	–18	–33	–131	–153
Demandés pendant la période en cours	613	615	780	802	1393	1417
Solde de clôture	815	968	938	970	1753	1938
dont: solde successoral	264	264	126	126	390	390

B21 (suite)

Réclamations de l'année et réserves fiscales restantes, 1988 en millions de dollars

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Ensemble de l'industrie	
	En amont	Total	En amont	Total	En amont	Total
Frais cumulatifs d'aménagement au Canada						
Solde d'ouverture	1304	1313	1592	1603	2896	2915
Additions nettes	596	596	400	406	995	1002
Aide gouvernementale	60	60	14	14	75	75
Rajustements	–102	–102	–82	–82	–184	–184
Demandés pendant la période en cours	458	458	421	426	880	885
Solde de clôture	1279	1288	1474	1486	2753	2773
dont: solde successoral	177	177	82	82	259	259
Déduction pour épuisement gagné						
Solde d'ouverture	635	637	1157	1215	1791	1852
Additions nettes	204	204	157	172	361	376
Rajustements	–121	–117	–33	–49	–155	–166
Demandée pendant la période en cours	78	83	168	178	246	262
Solde de clôture	639	640	1114	1163	1753	1803
dont: solde successoral	205	205	109	109	314	314
FCBPG						
Solde d'ouverture	2113	2165	2658	2661	4771	4826
Additions nettes	919	921	645	645	1564	1566
Rajustements	–79	–79	–60	–60	–139	–139
Demandés pendant la période en cours	222	222	293	293	515	515
Solde de clôture	2731	2784	2950	2953	5681	5737
dont: solde successoral	267	267	117	117	384	384
Frais d'exploration et d'aménagement à l'étranger						
Solde d'ouverture	412	413	265	265	676	677
Additions nettes	103	104	10	10	114	114
Demandés pendant la période en cours	53	53	38	38	90	91
Solde de clôture	462	464	237	237	699	701
Allocation pour exploration frontalière						
Solde d'ouverture	1	1	182	182	183	183
Demandée pendant la période en cours	1	1	0	0	1	1
Solde de clôture	0	0	182	182	182	182
Rappel						
Frais généraux d'exploration et d'aménagement	54	54	50	50	104	104
Bénéfices relatifs à des ressources pour calculer la déduction relative à ces ressources	2402	2477	3716	3756	6118	6233
Redevances de production reçues	88	120	75	75	163	195
Redevances de production payées	80	80	97	167	177	248
Intérêt capitalisé pour fins d'impôts	4	4	13	13	16	17
Intérêt engagé pour fins d'impôts	554	799	1043	1321	1597	2120
Bénéfices de la fabrication et du traitement au Canada	27	145	174	932	201	1077

Annexe C Glossaire

Acquisitions – acquisitions d'actions d'une autre société pétrolière ou achat de l'actif d'une telle société. Les dépenses en capital destinées à cette fin sont incluses dans "autres affectations de fonds" dans les rapports d'examen. *(Acquisitions)*

Actions accréditives – outil financier qui permet à une compagnie engagée dans l'exploration minière ou pétrolière d'émettre des actions en vue de lever des fonds pour ses dépenses d'exploration et de mise en valeur. En retour, la compagnie renonce à ses dépenses fiscales parallèles comme les frais d'exploration au Canada (FEC), les frais d'aménagement au Canada (FAC) et les frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FBCPG) pour les transférer aux détenteurs des actions. Le financement par actions accréditives donne aux investisseurs la possibilité de déduire de leurs propres revenus les dépenses d'exploration pétrolière ou minière engagées par la société émettrice. *(Flow-through shares)*

Activités autres au Canada – comprend les services de forage, l'exploitation du charbon, de l'uranium, des métaux et d'autres activités qui ne sont pas reliées directement à l'activité pétrolière. L'activité des sociétés peut également être visée par cette définition. *(Other Canadian Operations)*

Amortissement – sur une période donnée, montant imputé à l'actif, autrement que par la dépréciation, l'épuisement et les dépenses d'exploration et de mise en valeur. Ce montant comprend également les gains ou pertes réalisés lors de la cession d'éléments d'actif et les sommes radiées de l'actif. *(Amortization)*

Autres affectations de fonds – affectations comme les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagé et les investissements à long terme. *(All Other Uses of Funds)*

Autres sources de fonds – produits de la vente de l'actif ou des investissements à long terme, paiements anticipés applicables à la production future et reclassification d'une dette importante, de court terme à long terme, tel qu'il est arrivé en 1984. *(All Other Sources of Funds)*

Avoir propre – valeur comptable du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis. *(Equity)*

Capital utilisé – valeur comptable nette de l'actif total moins le passif courant. *(Capital Employed)*

Contrôle canadien – en général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50 % ou plus de ses actions avec droit de vote sont détenues soit directement, soit indirectement par des résidents du Canada. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche importante d'actions est détenue par des résidents et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut de fait être sous contrôle canadien même si plus de 50 % de ses actions avec droit de vote sont détenues par des non-résidents. *(Canadian Control)*

Dépenses en capital – investissements dans la machinerie, l'équipement, les structures et avoirs miniers nouveaux, capitalisés ou imputés directement sur le coût des activités courantes, ainsi que les valeurs immatérielles (par ex., coût de location d'équipement), l'intérêt capitalisé et les dépenses d'entretien capitalisées. *(Capital Expenditures)*

Dépenses de mise en valeur – dépenses comprenant les coûts de forage et d'achèvement de puits dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de captage et des installations de séparation sur le terrain et le coût d'achat de réserves prouvées. *(Development Expenditures)*

Dépenses de production – dépenses liées à la production de pétrole et de gaz naturel. Les dépenses liées aux usines de traitement du gaz naturel sont incluses. *(Production Expenditures)*

Dépréciation – montant imputé sur les dépenses applicables à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Cela ne correspond pas à la déduction pour amortissement utilisée pour calculer la dépréciation aux fins d'impôt. *(Depreciation)*

Dette à long terme – dette dont l'échéance dépasse un an. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont remboursables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote. *(Long-term Debt)*

Épuisement – montant imputé sur les dépenses dans les états financiers de la société, applicable à l'actif susceptible d'épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement gagné, calculée aux fins d'impôt. *(Depletion)*

Extraction minière des ressources énergétiques – extraction de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères). *(Energy Mining)*

Fonds de roulement – actif à court terme (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif à court terme (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an). *(Working Capital)*

Frais d'exploration – comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses liées à des travaux géologiques et géophysiques et les coûts des forages d'exploration, qu'ils soient capitalisés ou radiés. Les forages d'exploration désignent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inconnue. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières. Sont également inclus les coûts des puits improductifs, les tubages et autres matériaux et équipements abandonnés sur place. *(Exploration Costs)*

Frais non monétaires – désigne les entrées imputées à la période visée par le rapport sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles au cours de ladite période, c'est-à-dire la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement. *(Non-cash Charges)*

Grands producteurs – sociétés qui réalisent chacune plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans les secteurs amont des activités et dont les activités sont surtout axées sur l'exploration et la production. *(Senior Producers)*

Impôt reporté – impôt accumulé et considéré comme dépense dans l'état des résultats, mais non payable pendant la période visée. L'impôt est reporté, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la déduction pour amortissement) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux de dépréciation utilisés pour préparer les rapports financiers. *(Deferred Income Taxes)*

Impôt sur le revenu courant – partie de l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, se rapportant à la période visée par le rapport et réputé exigible. *(Current Income Tax)*

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse – méthode comptable suivant laquelle seuls sont capitalisés les coûts qui entraînent directement des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'acquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont passés au compte des pertes. Sont inclus les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la possession des gisements inexploités et aux activités d'exploration et de mise en valeur de gisements improductifs. *(Successful Efforts Accounting)*

Méthode de capitalisation du coût entier – méthode comptable suivant laquelle tous les coûts liés à la prospection et à l'acquisition de réserves, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans des centres de coûts sont initialement capitalisés et imputés uniquement sur les dépenses à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire les frais généraux et d'administration). Les frais d'exploitation sont défrayés à mesure qu'ils sont engagés. *(Full Cost Accounting)*

Participation canadienne – la proportion des actions totales assorties du droit de vote d'une société qui est détenue soit directement soit indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés) par des résidents canadiens. *(Canadian Ownership)*

Petits producteurs – sociétés dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et la production et dont les activités amont représentent pour chacune moins de 1 % des recettes totales de l'industrie. *(Junior Producers)*

Pétrole lourd non classique – gisements de pétrole dont la masse volumique est habituellement supérieure à 934 kg/m³ et dont la récupération se fait surtout par des méthodes assistées. Pour les gisements canadiens de pétrole lourd, la masse volumique est généralement de l'ordre de 935 à 985 kg/m³. Les principaux gisements sont ceux de Cold Lake et de Lloydminster. *(Non-conventional Heavy Oil)*

Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur (PCEEMV) – accorde une aide directe aux sociétés qui exercent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. En vigueur à partir du 1er avril 1987, le PCEEMV fournissait des stimulants pécuniers couvrant 33 1/3 pour cent des dépenses d'exploration et de mise en valeur partout au Canada, jusqu'à concurrence de 10 millions de dollars annuellement par société. Des mesures fiscales proposées dans la Réforme de l'impôt sur le revenu de juin 1987 prévoient l'élimination progressive du programme sur une période de temps équivalant à la période d'élimination de

l'épuisement gagné, c'est-à-dire que les dépenses encourues après le 1er octobre 1988 et avant le 30 juin 1989 profiteront d'un taux d'encouragement de 25 %. Ce taux tombera à 16 2/3 % après le 30 juin 1989 et demeurera le même jusqu'au 31 décembre, la fin du programme. *(Canadian Exploration and Development Incentive Program)*

Programme canadien d'encouragement à l'exploration (PCEE) – Offre jusqu'à 3 millions de dollars d'encouragement par société, pour chaque année civile, en fonction de 30% des dépenses admissibles, jusqu'à concurrence de 10 millions de dollars par année. La limite de 10 millions de dollars s'applique tant au Programme canadien d'encouragement et la mise en valeur (PCEEMV) qu'au Programme canadien d'encouragement à l'exploration (PCEE). Ce dernier programme a été lancé le 1er octobre 1988 pour l'exploration pétrolière et gazière alors que le taux d'encouragement du PCEEMV tombait à 25%. Les primes d'encouragement du PCEE se limitent aux dépenses engagées en vertu d'ententes liées à des actions accréditives, la société et l'investisseur n'ayant aucun lien de dépendance. *(Canadian Exploration Incentive Program)*

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) – des subventions directes sont versées aux sociétés qui entreprennent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. Le taux de subvention varie en fonction du secteur d'activité et il est plus élevé dans le cas des sociétés sous contrôle canadien qui ont un taux de participation canadienne précis, déterminé en vertu de la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens. Le gouvernement de l'Alberta administre et paie les subventions pour toutes les activités réalisées dans la province et l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, au palier fédéral, finance et administre le programme ailleurs au Canada. Parmi les mesures d'ordre financier adoptées dans le cadre de l'Accord de l'Ouest, il y a celle visant à mettre fin au PESP le 31 mars 1986 en ce qui a trait à l'ensemble des activités antérieurement admissibles aux subventions, sauf les dépenses d'exploration engagées aux fins de forage de puits dans les régions frontalières, qui peuvent répondre aux engagements pris dans le cadre des ententes d'exploration relatives aux terres du Canada. Les puits forés dans ces régions et admissibles aux subventions du PESP ont continué de l'être en vertu des droits acquis jusqu'au 31 décembre 1987. *(Petroleum Incentives Program)*

Rapport d'endettement – rapport du passif à long terme (plus d'une année) à l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus les bénéfices non répartis) à la fin d'une période. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette ou comme un avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions (voir "Dette à long terme"). *(Debt/Equity Ratio)*

Ressources d'autofinancement – revenu net après impôts, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur engagées au cours de la période visée par le rapport, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés. *(Internal Cash Flow)*

Sables pétrolifères – réserves de bitume brut de gisements qui sont généralement solides à moins d'être chauffés et dont la masse volumique est habituellement supérieure à 985 kg/m3. Les gisements de l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca, de Cold Lake et de Buffalo Head Hills sont les principales réserves du Canada. *(Oil Sands)*

Secteur en amont – activités et travaux liés à la recherche, à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et du soufre, ainsi qu'à la production de pétrole synthétique. *(Upstream Segment)*

Secteur aval – comprend le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques. *(Downstream Segment)*

Sociétés intégrées – sociétés individuelles qui perçoivent des recettes importantes tant dans les secteurs amont qu'aval. *(Integrated Companies)*

Sources externes de fonds – sources de fonds autres que les ressources d'autofinancement, principalement la dette à long terme et l'avoir propre. *(External Sources of Funds)*

Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) – taxe de 13,3 % imposée sur les recettes de production, après déduction des frais d'exploitation et des redevances autres que celles de la Couronne, et déduction à l'égard de ressources de 25 % lorsqu'il faut payer des redevances et des taxes de la Couronne sur la production. Il est également possible de réduire l'assiette fiscale des projets admissibles de récupération tertiaire du montant des dépenses de capital admissibles engagées après 1982 et ce, jusqu'à concurrence des recettes imposables du gisement. En avril 1986, le crédit actuel de 500 000 $ aux petits

producteurs a été augmenté à 2 millions de dollars et le montant de 10 000 $ des recettes triées des ressources que les particuliers peuvent exempter de la TRPG est passé à 40 000 $. Les usines de traitement de sables pétrolifères des sociétés Syncrude et Suncor se sont vues accorder une exonération de la TRPG jusqu'à la fin de 1986. Les sociétés n'ayant pas réalisé de profits pourront porter en déduction de la TRPG les dépenses inutilisées d'exploration et de mise en valeur. En vertu de l'Accord de l'Ouest, la TRGP devait être abolie progressivement jusqu'au 1er janvier 1989, mais le 8 septembre 1986, le gouvernement du Canada annonçait son élimination à partir d'octobre 1986. Entretemps, cette taxe n'est plus admissible aux fins de l'impôt sur le revenu. *(Petroleum and Gas Revenue Tax)*

Terres du Canada – les zones du Canada situées à l'extérieur des limites provinciales. *(Canada Lands)*

Définitions d'expressions touchant à la Fiscalité

Allocations du coût en capital (ACC) – équivalent de l'amortissement comptable en ce qui concerne l'impôt sur le revenu. Le contribuable peut effectuer certaines déductions à l'égard du coût en capital des biens amortissables dans la mesure permise par le Règlement de l'impôt sur le revenu (RIR). Les mesures fiscales proposées dans la Réforme de l'impôt sur le revenu, en juin 1987, ont réduit les taux ACC pour certains types de propriété, les ramenant à un niveau plus réaliste par rapport aux taux de dépréciation. La Réforme lance également la règle de la mise en service pour les propriétés acquises après 1989. En vertu de cette règle, les contribuables ne peuvent réclamer d'ACC, et le crédit d'impôt à l'investissement n'est pas gagné avant la première des deux éventualités suivantes: l'année durant laquelle l'actif est mis en service ou l'année durant laquelle les travaux de construction sont terminés et les installations prêtes à être utilisées. *(Capital Cost Allowances)*

Parmi les catégories les plus pertinentes de la déduction pour amortissement, en ce qui concerne le secteur des hydrocarbures et le secteur minier, citons:

Catégorie 10 – comprend des biens tels que le matériel des puits de pétrole et de gaz, les installations de forage (sauf les navires de forage offshore), certains matériaux de travaux géophysiques, le matériel de valorisation du pétrole lourd et certains biens corporels acquis relativement à la recherche et à la mise en valeur du pétrole et du gaz qui ne sont pas inclus à titre de frais d'exploration au Canada ou à titre de frais d'aménagement au Canada (voir ci-dessous) (Annex II, RIR). La plupart des biens qui, avant 1988, se seraient classés dans la catégorie 10 et auraient donc été amortissables au taux annuel de 30% se rangent maintenant dans la catégorie 41 et sont amortis au taux de 25%. *(Class 10)*

Catégorie 28 – comprend les biens utilisés pour tirer un revenu de nouvelles mines ou de grands agrandissements de mines ou pour faire produire un revenu par ces mines (y compris les gisements de sables pétrolifères) (Annexe II, RIR). Dans le cadre de la réforme fiscale, le taux annuel de la DPA applicable aux biens de cette catégorie a été abaissé de 30% à25%. *(Class 28)*

Catégorie 29 – comprend les biens fabriqués ou acquis par le contribuable et utilisés directement ou indirectement par lui surtout pour la fabrication ou la transformation de marchandises en vue de la vente ou de la location (Annexe II, RIR). Autrefois, la loi autorisait l'amortissement linéaire des biens de cette catégorie. Une catégorie distincte doit être établie pour les biens acquis après 1987; le taux de la DPA applicable à cette nouvelle catégorie est de 40% en 1988, 35% en 1989, 30% en 1990 et 25% par la suite, la méthode de l'amortissement décroissant étant utilisée. *(Class 29)*

Épuisement:

Déduction pour épuisement gagné – montant qu'il est permis de déduire du revenu, jusqu'à concurrence du moins élevé des montants suivants: soit 25% des bénéfices admissibles aux fins de l'épuisement gagné, soit la base de la déduction pour épuisement. Les propositions contenues dans la réforme fiscale éliminent en deux étapes, d'ici le 31 décembre 1989, ce qu'il reste de la déduction pour épuisement gagné. (art. 1201, RIR). *(Earned Depletion Allowance)*

Base de la déduction pour épuisement gagné – montant, net des déductions pour épuisement gagné déclarées les années précedentes, égal à 33 1/3% des dépenses prescrites admissibles. Ces dépenses prescrites admissibles comprennent les frais engagés à l'égard de projets intégrés de sables pétrolifères, de projets de récupération assistée et d'installations de valorisation du pétrole lourd. Pour 1984, les montants ajoutés à la base de la déduction pour épuisement gagné comprennent aussi 10 % des frais d'exploration au Canada engagés dans les Terres du Canada (art. 1205, RIR). Le pourcentage prescrit des dépenses admissibles pouvant être ajoutées à la base de la déduction a été réduit à 16 1/3% dans le cadre de la réforme fiscale (article 1205, RIR). *(Earned Depletion Base)*

Déduction au titre de l'exploration frontalière – une déduction qui vise les dépenses engagées entre le 1er avril 1977 et le 31 mars 1980. La déduction au titre de l'exploration frontalière était égale à 66 2/3% des frais d'exploration au Canada dans la mesure où ces frais dépassaient 5 millions de dollars. Le solde inutilisé constitue la base d'exploration frontalière de la société. *(Frontier Exploration Allowance)*

Déduction à l'égard d'épuisement pour exploration minière – montant qu'il est permis de déduire du revenu et n'excédant pas le moindre des montants suivants: soit 25% du revenu provenant de n'importe quelle source, soit la base d'exploration minière pour épuisement (projet de modification au RIR, art. 1203(2). *(Mining Exploration Depletion Allowance)*

Base d'exploration minière pour épuisement – montant, net des déductions réclamées à l'égard d'épuisement pour exploration minière pour les années antérieures, égal à 33 1/3% des frais d'exploration au Canada engagés après le 19 avril 1983 (projet de modification au RIR, art. 1203(2)). *(Mining Exploration Depletion Base)*

Déduction supplémentaire pour épuisement – avant 1981, les dépenses engagées à l'égard de projets de récupération assistés, de projets de sables bitumineux et d'installations de valorisation du pétrole lourd ne donnaient pas droit à la déduction pour épuisement, mais àla déduction supplémentaire pour épuisement. *(Supplementary Depletion Allowance)*

Frais d'exploration, d'aménagement et d'acquisition de biens:

Frais d'aménagement au Canada (FAC) – toutes dépenses, sauf les frais d'exploration au Canada (voir ci-après), engagées pour le forage ou l'achèvement d'un puits de pétrole ou de gaz avant le début de la production du puits en quantités commerciales, ou pour le forage ou la conversion d'un puits en vue d'évacuer des liquides résiduels ou en vue d'injecter des matériaux pour faciliter la récupération du pétrole ou du gaz d'un autre puits. Ces frais comprennent aussi les dépenses engagées pour le forage ou la remise en production d'un puits après le début de la production en quantités commerciales, les dépenses engagées avant le 17 novembre 1978 aux fins d'amener au stade de la production une ressource minérale, et les frais d'acquisition d'une ressource minérale au Canada autres que des sommes versées pour préserver les droits du contribuable relativement à un bien minier (alinéa 66.2(5)a), LIR). *(Canadian Development Expense)*

Frais cumulatifs d'aménagement au Canada (FCAC) – "réserve" égale au total de tous les FAC engagés auparavant, moins certaines sommes prescrites. Ces sommes prescrites comprennent les montants des FCAC déduits pour les années antérieures lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et le total des aides ou des avantages pertinents reçus des gouvernements fédéral ou provinciaux (p. ex. subventions à la mise en valeur accordées par le PESP) (alinéa 66.2(5)b), LIR). *(Cumulative Canadian Development Expense)*

Déduction pour frais d'aménagement cumulatifs engagés au Canada – déduction disponible à l'égard des FCAC qui permet à tous les contribuables de déduire un montant non supérieur à 30% du solde de leur réserve de FCAC lors du calcul de leur revenu aux fins d'impôts (paragraphe 66.2(2), LIR). *(Deduction for Cumulative Canadian Development Expense)*

Frais d'exploration au Canada (FEC) – toute dépense engagée pour déterminer l'existence, la localisation, l'étendue ou la qualité d'un gisement de pétrole ou de gaz naturel ou d'une ressource minérale au Canada. Les FEC comprennent les frais de travaux géologiques, géophysiques et géochimiques ainsi que tous les frais engagés relativement au premier puits

susceptible d'être exploité commercialement à partir d'un gisement d'hydrocarbures inconnu jusqu'là. À partir du 1er avril 1987 plusieurs modifications ont été apportées, permettant aux sociétés un délai de six mois suivant la fin d'une année fiscale pour décider si un puits a résulté en une découverte ou doit être abandonné; aussi, pour que la production soit considérée en "quantité commerciale" il faut qu'elle dépasse le niveau nécessaire pour tester le puits ou pour d'autres usages stipulés. Des dispositions spéciales s'appliquent aux puits obturés ou fermés et hors production, découlant d'une accumulation dont on connaît l'existence, de même que pour les puits reclassés en vertu des FAC. Les puits dont le coût dépasse 5 millions de dollars et qui ne commencent pas à produire avant deux années à partir de la fin du forage, sont considérés comme puits d'exploration dès le début. Les dépenses supportées après le 16 novembre 1978 pour mener au stage de production une ressource minérale sont aussi incluses (alinéa 66.1(6)a), LIR). *(Canadian Exploration Expense)*

Frais cumulatifs d'exploration au Canada (FCEC) – "réserve" égale au total de tous les FEC supportés jusque-là, moins certaines sommes prescrites. Ces sommes prescrites comprennent les montants des FCEC déjà déduits lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et le total de l'aide ou des avantages pertinents accordés par les gouvernements fédéral et provinciaux (p. ex. subventions pour l'exploration du PESP) (alinéa 66.1(6)b), LIR). (*Cumulative Canadian Exploration Expense)*

Déduction pour frais cumulatifs d'exploration au Canada – une "corporation exploitant une entreprise principale" (voir alinéa 66(15)h) de la LIR) doit déduire le solde de ses FCEC lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt dans la mesure où elle a un revenu. Elle ne peut cependant pas créer une perte autre qu'une perte en capital (voir ci-après) par le moyen de sa demande de déduction pour FCEC (paragraphe 66.1(2) de la LIR). Une corporation autre qu'une corporation exploitant une entreprise principale et tous les autres contribuables peuvent déduire 100% du solde de leur réserve de FCEC lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et peuvent s'en servir pour créer une perte autre qu'une perte en capital (paragraphe 66.1(3), LIR). *(Deduction for Cumulative Canadian Exploration Expense)*

Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FBCPG) – frais engagés pour l'acquisition d'un droit, d'un permis ou d'un privilège relatif à l'exploration, au forage ou à l'extraction de pétrole, de gaz naturel ou d'hydrocarbures assimilés au Canada, pour l'acquisition d'un puits de pétrole ou de gaz au Canada, ou tout loyer ou redevance calculé en fonction du montant ou de la valeur de la production d'un puits de pétrole ou de gaz au Canada, autre qu'un paiement fait pour conserver les droits du contribuable relativement à l'avoir minier (alinéa 66.4(5)a), LIR). *(Canadian Oil and Gas Property Expense)*

Frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FCBCPG) – "réserve" constituée du total de tous les FBCPG déjà engagés, moins certains montants prescrits. Ces montants prescrits comprennent les montants des FCBCPG déduits pour les années antérieures lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et le total de l'aide ou des avantages pertinents accordés par les gouvernements fédéral et provinciaux (alinéa 66.4(5)b), LIR). *(Cumulative Canadian Oil and Gas Property Expense)*

Déduction pour frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz – déduction relative aux FCBCPG dont tous les contribuables peuvent se prévaloir pour déduire un montant jusqu'à concurrence de 10% du solde de leur réserve de FCBCPG lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt (paragraphe 66.4(2), LIR). *(Deduction for Cumulative Canadian Oil and Gas Property Expense)*

Compte compensatoire cumulatif (CCC) – une déduction qui permet aux sociétés d'utiliser certaines dépenses reliées aux frais d'exploration et d'aménagement encourues après le 31 mars, 1985 et qui ne sont pas utilisées pour le calcul de l'impôt fédéral sur le revenu des corporations. Cette déduction permettait alors à la société de réduire son fardeau de TRPG durant la période de l'élimination progressive de cette taxe. Une société est autorisée à réclamer un crédit d'impôt égal au montant le moins élevé de la TRPG à payer ou 30 % du montant par lequel les dépenses transférées au compte compensatoire cumulatif pendant l'année courante dépasse le solde de l'année précédente. Si une déduction au titre du compte compensatoire cumulatif est

incluse dans le calcul du revenu imposable, cette somme est taxée au taux de 30%. Les sociétés doivent déduire le solde de leur compte compensatoire cumulatif d'ici la fin de leur année d'imposition 1994; le solde restant cesse de procurer des avantages fiscaux après cette date. *(Cumulative Offset Account)*

Frais d'exploration et d'aménagement étrangers (FEAE) – déduction à l'égard de frais d'exploration, d'aménagement et d'acquisition de biens, y compris les paiements faits pour conserver les droits relatifs à des avoirs miniers à l'étranger, engagés par une société dans un pays autre que le Canada. Dans le cas où la société a des revenus tirés de la production ou des revenus afférents à des redevances à l'étranger dépassant 10% des FEAE de la société, la déduction doit être égale à 10% des FEAE. Les FEAE reportés sur une année subséquente sont réduits par le montant éligible pour déduction dans une année précédente, qu'ils aient été réclamés ou non (paragraphe 66(4), LIR). *(Foreign Exploration and Development Expense)*

Solde successoral – le montant du compte dont hérite une corporation remplaçante et qu'elle peut déduire. Aux termes de la Loi de l'impôt sur le revenu, une corporation remplaçante peut déduire son solde successoral des recettes qu'elle tire de certaines sources seulement. *(Successor Balance)*

Gains et pertes:

Gain en capital imposable – la moitié du gain découlant de la disposition d'un actif immobilisé. Le montant du gain est calculé selon la différence entre le produit de la disposition et le prix de base rajusté du bien. La partie des gains de capital à inclure dans le revenu passera à 66 2/3% en 1988 et à 75% en 1990. Ces taux entreront en vigueur le 30 juin 1988 et le 1er janvier 1990 respectivement. Le taux de 66 2/3% entrera en vigueur sur les GCI le 1er janvier 1988 (alinéas 38a) et 40(1)a), LIR). *(Taxable Capital Gain)*

Perte autre qu'une perte en capital – montant total de toutes les pertes subies par le contribuable pour l'année à titre de perte d'entreprise (perte commerciale) ou de perte relativement à des biens, y compris les pertes déductibles au titre d'un placement d'entreprise. Dans la mesure où une perte autre qu'une perte en capital n'est pas déductible pour l'année d'imposition, elle peut se reporter à d'autres années. On peut reporter des déductions sur trois années antérieures et sur sept années subséquentes d'imposition (alinéa 111(8)b), LIR). *(Non Capital Loss)*

Perte déductible au titre d'un placement d'entreprise – la moitié de la perte subie par suite de la disposition d'un bien qui est une action du capital-actions d'une corporation privée dont le contrôle est canadien, une créance qui lui est due par une corporation privée dont le contrôle est canadien, des actions d'une corporation ayant fait faillite au cours de l'année antérieure, ou une créance due au contribuable que celui-ci a déterminé être une créance irrécouvrable au courant de l'année. Le taux de la perte à inclure dans le calcul de revenu imposable a été modifié de la même façon que le taux correspondant des gains en capital imposables et des pertes en capital déductibles. Les corporations privées dont le contrôle est canadien peuvent déduire les deux tiers de leur perte de ce type à compter de leur année d'imposition suivant 1987, alors que pour les autres corporations, le nouveau régime s'applique à leurs années d'imposition commençant après le 30 juin 1988. Après 1989, ce taux sera majoré à 3/4 de la perte pour toutes les corporations (alinéas 38c) et 39(1)c), LIR). (alinéas 38 c) et 39 (1)c), LIR). *(Allowable Business Investment Loss)*

Perte en capital déductible – la moitié de la perte subie par suite de la disposition d'un actif immobilisé dans les cas où au moment de la disposition, le total du prix de base ajusté du bien dépasse le produit de la disposition du bien. Par suite de la révision du taux de la perte à inclure dans le calcul du revenu imposable à compter de 1987, la déduction nette qu'une corporation pourra demander au titre de ce genre de perte sera ajustée selon la différence entre le taux prescrit l'année où elle a subi la perte et le taux prescrit l'année où elle a demandé la déduction (alinéas 38b) et 40(1)b), LIR). *(Allowable Capital Loss)*

Perte en capital nette – montant de toutes les pertes en capital déductibles subies au cours de l'année ou des années antérieures qui n'ont pas encore donné lieu à une déduction lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt (alinéa 111(8)b), LIR). *(Net Capital Loss)*

Perte finale – perte constatée à la fin de l'année d'imposition lorsqu'il reste un solde non réclamé dans une catégorie de déduction pour amortissement et que le contribuable ne possède plus aucun bien appartenant à cette catégorie (paragraphe 20(16), LIR). *(Terminal Loss)*

Perte ou gains relatifs aux monnaies étrangères – pertes ou gains découlant des fluctuations des devises se répercutant sur l'actif ou le passif détenues par la société en devises étrangères pendant toute l'année et calculés par rapport aux devises canadiennes. Ces gains ou pertes peuvent se traiter à titre de gains ou de pertes en capital ou de gains ou pertes de revenu (Bulletin d'interprétation 95R). *(Foreign Exchange Gains/Losses)*

Crédits d'impôt:

Crédit d'impôt à l'exploration (CIE) – Les dépenses canadiennes d'exploration pour les puits s'élevant à plus de 5 millions de dollars font l'objet d'un remboursement du CIE à un taux de 25 % de ces dépenses, les frais généraux, les frais financiers, d'autres dépenses ne s'appliquant pas spécifiquement aux puits et les dépenses qui suscitent des mesures incitatives du programme d'encouragement de l'Alberta ne sont pas admissibles au CIE. Le CIE réclamé diminue le montant des dépenses canadiennes d'exploration qui serait déductible en l'absence de ce crédit. Pour les années d'imposition antérieures à 1988, les contribuables peuvent réclamer un remboursement de 40% du crédit non utilisé au cours de l'année. Seules les dépenses encourues entre le 31 mars 1985 et le 31 décembre 1990 sont admissibles au CIE. *(Exploration Tax Credit)*

Crédit d'impôt à l'investissement (CII) – selon la nature du capital-actions et des biens amortissables acquis au cours de l'année et le lieu au Canada où ces biens sont utilisés, des crédits d'impôt dans la gamme de 7 à 50% du coût en capital sont offerts. Les crédits d'impôt à l'investissement déduits pour l'année réduisent le montant de la déduction pour amortissement à l'égard du bien (voir la page 84). Les crédits

gagnés avant le 20 avril 1983 étaient limités à une déduction annuelle maximale de 15 000 $ applicable à l'impôt exigible, plus la moitié du montant dont le crédit d'impôt à l'investissement dépasse la somme de 15 000 $. Les crédits gagnés après le 19 avril 1983 peuvent se déduire sans limite contre l'impôt exigible ou peuvent donner lieu à un remboursement partiel lorsque le contribuable n'a pas d'impôt à payer. Dans le cadre de son budget de 1986, le gouvernment fédéral annonçait l'abolition graduelle, sur deux ans, à compter de janvier 1987, du CII général de 7 et 10 % offert dans les régions autres que celle des provinces de l'Atlantique. Le CII actuel de 20 %, offert dans les provinces de l'Atlantique, demeurera en vigueur et s'appliquera maintenant à la zone offshore de cette région. Pour les années d'imposition suivant 1987, les déductions CII entrant dans le calcul des impôts exigibles sont assujetties à une "limite annuelle au crédit d'impôt à l'investissement". Les taux de crédit pour la recherche et le développement restent les mêmes, soit de 20 et 30 % (alinéa 127, LIR) (art. 127, LIR). *(Investment Tax Credit)*

Crédit d'impôt pour la recherche scientifique et le développement expérimental (CIRSDE) – les sociétés peuvent déduire des impôts sur le revenu, autrement exigibles, un montant ne dépassant pas 50% de leurs dépenses engagées par l'entre-mise d'achat de titres (avoir propre ou de dette) émis par une société active dans la recherche scientifique conformément à des contrats financiers concernant la recherche scientifique. La société réclamant des CIRSDE doit être l'acheteur initial de ces titres. Le contribuable peut déduire de l'impôt autrement exigible en vertu de la partie I, un montant qui n'excédera pas le total du crédit gagné cette année-là plus le crédit inutilisé de l'année qui suit immédiatement cette année-là (voir articles 127.3 et 194 de la LIR). (Voir également Crédit d'impôt à l'investissement). *(Scientific Research and Experimental Development Tax Credit).*

Déduction pour impôt étranger – déduction applicable aux impôts exigibles par le Canada et qui est égale au moindre des montants suivants: soit l'impôt sur le revenu d'une entreprise payé à un gouvernement étranger à l'égard d'une activité que la société exploite dans le pays en question, soit le montant des impôts canadiens normalement exigibles à l'égard de l'activité en question. Certaines dispositions relatives au report d'impôt (voir ci-après) s'appliquent dans les cas où la société ne peut pas utiliser le montant total des impôts étrangers payés pour l'année à titre de déduction pour impôt étranger. (paragraphe 126(2), LIR). *(Foreign Tax Credit)*

Report d'impôt étranger – les impôts sur le revenu d'une entreprise payés dans un pays étranger, qui ne donnent pas lieu dans leur totalité à des dégrèvements d'impôt sur le revenu au Canada pour l'année d'imposition, peuvent être reportés sur les cinq prochaines années. Il n'existe pas de report sur les années antérieures dans ce cas. Un report d'impôt étranger peut s'appliquer aux impôts canadiens sur le revenu pendant les cinq années subséquentes, seulement dans la mesure où le contribuable a un revenu tiré d'une entreprise qu'il exploite dans le pays en question (alinéa 126(7)b), LIR). *(Foreign Tax Carryovers)*

Autres déductions d'impôt:

Abattement d'impôt fédéral – déduction applicable à l'impôt exigible de la corporation, égal à 10% du revenu imposable de celle-ci gagné dans une province ou un territoire. La déduction reconnaît le fait que les gouvernements provinciaux prélèvent un impôt sur le revenu (paragraphe 124(1), LIR). *(Federal Tax Abatement)*

Dépenses de frais généraux d'exploration et de mise en valeur au Canada (FGEMVC) – frais généraux et administratifs indirectement reliés aux activités d'exploration et qui sont ajoutés aux dépenses de FEC et FAC, et qui sont déduits des bénéfices relatifs à des ressources utilisées afin de déterminer les déductions à l'égard des ressources. *(Canadian Exploration and Development Overhead Expenses)*

Dividendes canadiens – dividendes imposables d'une corporation canadienne imposable ou d'une corporation résidant au Canada dont le contribuable a le contrôle. Il est permis de déduire du revenu un montant égal au dividende (paragraphe 112(1), LIR). *(Canadian Dividends)*

Dividendes étrangers non imposables – dividendes payés à même le revenu d'une entreprise par des corporations qui sont des corporations étrangères affiliées au contribuable (alinéa 95(1)d), LIR). Ces dividendes sont inscrits nets des impôts de retenue étrangers. Le paragraphe 113(1) de la LIR décrit les règles qui régissent les déductions relatives aux dividendes reçus de corporations étrangères affiliées. *(Non Taxable Foreign Dividends)*

Déduction pour bénéfices de fabrication et de transformation – déduction applicable à l'impôt exigible normalement sur le revenu tiré de la fabrication ou de la transformation au Canada dans une proportion de 6% en ce qui concerne le revenu ne donnant pas droit à la déduction accordée aux petites entreprises et dans une proportion de 5% en ce qui concerne le revenu donnant droit à la déduction accordée aux petites entreprises (article 125.1, LIR). *(Manufacturing and Processing Profits Deduction)*

Déduction à l'égard des ressources – déduction applicable au revenu pour un montant égal à 25% des bénéfices tirés des ressources par le contribuable. La déduction remplace toute déduction pour redevances versées à la Couronne (art. 1210, RIR). *(Resource Allowance)*

Annexe D
Mandat de l'ASSP

Mandat de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP) a été créée à l'origine, en 1980, en vertu de la Loi sur les enquêtes et tient maintenant ses pouvoirs de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique[1], depuis le mois de février 1983. Les objectifs de l'Agence sont de donner au gouvernement fédéral et aux canadiens en général des renseignements complets et objectifs sur le rendement financier de l'industrie pétrolière au Canada ainsi que d'en faire l'analyse

(a) "afin de permettre au gouvernement du Canada d'élaborer et de planifier plus efficacement ses politiques de gestion des ressources et des richesses énergétiques canadiennes, et

(b) afin de donner au gouvernement du Canada et aux canadiens en général l'assurance que ces politiques sont observées et qu'elles sont efficaces."[2]

Pour ce faire, l'Agence publie des examens semestriels et annuels fondés sur les renseignements qu'elle reçoit directement de sociétés pétrolières et gazières qui font affaire au Canada, à l'exception des plus petites.

Dans l'idée de préserver l'impartialité de ses rapports et sa crédibilité auprès des usagers de ses services, l'ASSP a été créée comme une agence séparée, dont le président fait des rapports directement au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

À l'alinéa 5(1), la loi stipule qu'une entreprise énergétique doit, deux fois par an, déposer des états exposant les données et renseignements concernant

(a) le droit de propriété exclusif ou le contrôle qu'exerce sur elle toute personne physique ou morale,
(b) la provenance et l'affectation de ses fonds,
(c) ses activités de prospection, de mise en valeur, de production, de traitement, de raffinage et de commercialisation,
(d) les coûts et revenus,
(e) les déductions, crédits et allocations dont elle bénéficie en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu,
(f) la répartition et l'affectation de ses revenus et bénéfices,
(g) ses ressources, réserves et autres biens,
(h) les autres entreprises dont elle est le propriétaire ou dans lesquelles elle a une participation,
(i) ses programmes de recherche et de développement, et
(j) toutes autres activités reliées à la production du pétrole et du gaz naturel, du raffinage et de la commercialisation, ainsi que les fonds dérivés de telles activités.

Les entreprises énergétiques sont définies comme étant des particuliers, des sociétés, des sociétés en commandite, des fiducies ou des organismes qui se consacrent à la recherche, à la mise en valeur, au raffinage et à la commercialisation de produits pétroliers et gaziers et dont les revenus annuels bruts consolidés ou la valeur des éléments d'actifs dépassent 10 millions de dollars. Les règlements d'application de la Loi prescrivent que les revenus bruts et la valeur des éléments d'actifs sont déterminés conformément aux normes de comptabilité énoncées dans le Manuel de l'Institut canadien des comptables agréés. Actuellement, seules les sociétés sont surveillées par l'Agence. Chaque société énergétique est tenue de signaler, de façon consolidée, les activités des sociétés qu'elle contrôle ou qu'elle détient.

Sources de données et de renseignements

Les données publiées dans l'Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole sont des données cumulatives tirées surtout des annexes qui servent aux examens et qui sont prescrites par règlement[3]. Étant donné qu'une partie du rôle de cueillette de renseignements de l'Agence est également assurée par Statistique Canada, l'ASSP et Statistique Canada ont négocié un certain nombre d'ententes de partage de données, en vertu de l'article 11 de la Loi sur la statistique. Ces ententes réduisent le fardeau que représente pour l'industrie l'ensemble des renseignements exigés par l'Agence. Ces renseignements sont aussi communiqués par l'ASSP à Statistique Canada. Les ententes actuelles de partage de données portent sur

- la propriété et le contrôle des entreprises énergétiques
- la structure du capital
- les mouvements internationaux de trésorerie

(1) S.C. 1980-81-82-83, c. 112.
(2) P.C. 1980-2137.
(3) Les annexes actuellement prescrites sont données dans le règlement DORS/88-287.

- les dépenses de recherche et de développement
- l'exploration, la mise en valeur et les prévisions de dépenses en capital
- les statistiques financières trimestrielles des sociétés
- les dépenses en capital et les coûts d'exploitation.

Les cinq premières catégories ont trait aux renseignements transmis à l'ASSP; les derniers comprennent des renseignements que doit transmettre l'ASSP à Statistique Canada sur des sujets tels que les dépenses d'exploration, de mise en valeur et de production, et les redevances.

Portée des données

Les revenus bruts de l'industrie, tels qu'évalués par l'ASSP à partir des déclarations de 127 entreprises, représentent environ 89% du total des revenus du secteur amont de l'industrie déterminé par Statistique Canada. L'écart de 11% s'explique par le fait que les entreprises dont les revenus ou l'actif sont inférieurs à des seuils fixés n'ont pas à présenter de déclaration à l'ASSP. Comme les données recueillies par l'ASSP portent sur un pourcentage élevé des revenus de l'industrie et sur toutes les entreprises, sauf les très petites, il est possible d'en tirer des conclusions qui s'appliquent à l'ensemble de l'industrie. La partie des données sur les autres indicateurs de rendement est donnée ci-dessous.

Comparaison des données de l'ASSP et des données cumulatives de l'industrie pour 1988

Pourcentage de couverture des données cumulatives de l'industrie

Revenus tirés de la production amont	89
Dépenses en capital en amont au Canada	89
Volumes de production	
Pétrole brut et liquides	87
Gaz naturel commercialisable	92
Volume de vente des produits pétroliers	97

Comparaison de résultats de l'examen de l'ASSP et de Statistique Canada

Le rendement financier de l'industrie pétrolière est périodiquement comparé à celui d'autres secteurs de l'économie, à l'aide de données globales obtenues de Statistique Canada. Les données sur les bénéfices nets et les taux de rendement donnés aux chapitres 1 et 2 du présent rapport diffèrent légèrement des résultats donnés au chapitre 3, parce que ces résultats sont établis d'après des données de Statistique Canada.

Les données sur l'industrie pétrolière établies par Statistique Canada portent sur un nombre d'entreprises supérieur à celui de l'examen de l'ASSP, mais ne tiennent pas compte des entreprises du gouvernement, de même que des activités des sociétés pétrolières canadiennes à l'étranger. L'examen de l'ASSP couvre les activités globales des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés d'État, dans la mesure où ces sociétés répondent aux critères minima relatifs à l'actif et aux recettes. En outre, Statistique Canada peut rectifier les données déclarées par une entreprise; l'ASSP, quant à elle, déclare les activités de l'industrie comme elles sont présentées. Par exemple, en 1983, l'amortissement d'actifs d'un milliard de dollars par une entreprise contrôlée par des canadiens a été inscrit aux "postes extraordinaires" par Statistique Canada, tandis que l'Agence a accepté de considérer cette activité comme un poste "ordinaire", comme l'a déclaré l'entreprise.

En ce qui a trait au taux de rendement, les deux organismes établissent le rendement du capital utilisé en rajoutant aux bénéfices nets la portion après impôts de l'intérêt sur la dette à long terme. Bien que l'ASSP effectue ce calcul pour chaque compagnie, à l'aide du barème fiscal réglementaire applicable à la portion de frais d'intérêt susceptible d'accroître les bénéfices nets, le calcul des résultats globaux de l'industrie effectué par Statistique Canada est fondé sur le barème fiscal effectif, c'est-à-dire sur les impôts courants exprimés en pourcentage des bénéfices nets avant impôts.

Détermination de la participation et du contrôle

L'Agence publie chaque année des données sur le taux de participation et de contrôle canadiens de l'industrie du pétrole et du gaz au Canada. La méthodologie et les sources de données sur lesquelles se fondent les analyses sont résumées ci-dessous.

L'Agence a adopté une définition du contrôle qui se fonde sur la possibilité qu'ont des actionnaires canadiens ou étrangers d'exercer un contrôle éventuel sur l'ensemble des activités d'une entreprise. Le contrôle est un droit contractuel conféré à une personne ou à un groupe de personnes qui l'autorise, dans la limite des statuts applicables, à diriger, présentement ou à l'avenir, les affaires ou la gestion d'une société, sur une base quotidienne ou autres, généralement par l'intermédiaire d'une majorité de directeurs désignés auprès du conseil d'administration. Il ne faut pas confondre la notion de contrôle avec celle de responsabilité de la gestion de l'entreprise. Le concept du contrôle est né du besoin de reconnaître la séparation, dans les sociétés modernes, entre les gestionnaires et les actionnaires. Ces derniers exercent leur contrôle sur les gestionnaires par le biais du conseil d'administration et des réunions d'actionnaires.

Par exemple, le contrôle exercé lors de la nomination et de l'élection de la majorité des directeurs est une forme de contrôle actif. Le contrôle persiste tout autant lorsque l'actionnaire qui détient toujours le droit d'intervenir choisit de ne pas l'exercer, quelle qu'en soit la raison. Cette décision de ne pas exercer activement un contrôle fait appel à la notion de contrôle potentiel. Pour les fins de l'ASSP, les deux types de contrôle, actif et potentiel, sont équivalents. Tous deux représentent des formes de contrôle. La Loi sur les sociétés commerciales au Canada inclut le contrôle potentiel dans sa définition du contrôle car elle prend en considération le nombre suffisant d'actions avec droit de vote qui, si celui-ci est exercé, permet d'élire une majorité de directeurs auprès du conseil d'administration.

Alors que le contrôle se fonde généralement sur la détention de 50% ou plus des actions avec droit de vote, il est possible d'exercer un contrôle avec un bloc d'actions plus restreint. Une personne qui possède au moins 51% des actions avec droit de vote peut exercer ce que l'on appelle un contrôle "de jure". Celle qui détient moins de 50% des actions avec droit de vote mais qui peut modifier la composition du conseil d'administration et(ou) de la gestion, peut exercer un contrôle dit "de fait". Statistique Canada attribue le contrôle de fait d'une société publique, selon les termes de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers, à une personne qui détient au moins 20% des actions en circulation avec droit de vote quand, parmi les autres actionnaires, il n'y en a pas deux qui détiennent autant que 20% des actions.(1) La méthode de l'ASSP pour déterminer le contrôle dans ces cas est conforme à celle de Statistique Canada. Le contrôle "de fait" peut aussi être conféré à une personne ou un groupe de personnes qui, dans le cas des autres mécanismes cités ci-dessous, possède moins de 51% des actions avec droit de vote émises par une société publique ou privée :

(a) *Blocs d'actions avec droit de vote* – Deux actionnaires ou plus dont les actifs totalisent plus de 50% des actions totales et qui agissent généralement d'un commun accord.

(b) *Convention entre actionnaires* – Entente qui lie certains ou tous les actionnaires et qui leur permet de voter ou d'agir de différente manière selon les circonstances, notamment en ce qui concerne la nomination des directeurs.

(c) *Options* – Un actionnaire minoritaire jouit du droit d'acquérir en tout temps des actions additionnelles avec droit de vote afin d'augmenter sa participation à 51% ou plus des actions en circulation avec droit de vote.

(d) *Relations personnelles* – Lorsque deux actionnaires ont des liens familiaux, maritaux ou adoptifs, il peuvent être considérés comme formant un seul groupe votant.

(e) *Directions partagées* – Quand une société A détient au moins un pourcentage minimum d'actions avec droit de vote dans une société B, si elle constitue l'actionnaire minoritaire le plus important de la sociétés B et si, en outre, les deux sociétés partagent un grand nombre de directeurs, alors la société A est considérée comme exerçant un contrôle sur la société B.

Pour déterminer le contrôle à l'échelle de l'industrie, 100% de l'étalon de la société sous contrôle est affecté à la catégorie de contrôle pertinente. Par conséquent, et sans égard au pourcentage de propriété des droits de vote détenus par des non résidents, si la société est effectivement contrôlée par des non-résidents, dès lors, pour fins de statistique, 100% de ses activités sont affectées au secteur sous contrôle étranger.

Pour fins d'illustration, diverses sociétés intégrées mentionnées dans le présent rapport, qui sont toutes sous contrôle étranger, affichent différentes proportions de propriété canadienne (jusqu'à 30%); toutefois, 100% de leurs activités est affecté au secteur sous contrôle étranger, lors du calcul du niveau de contrôle étranger.

Dans le cas de la participation, ce pourcentage de l'étalon utilisé qui représente la participation ultime de l'avoir propre détenu par des étrangers est assigné à la catégorie appartenant à des étrangers, alors que celui des résidents canadiens est assigné à la catégorie appartenant à des canadiens.

Les étalons les plus communément utilisés sont les recettes amont ou l'ensemble des recettes associées aux produits pétroliers (amont plus aval). Le taux de propriété et de contrôle se mesure généralement d'après les recettes brutes, étant donné qu'elles traduisent le mieux le niveau d'activité économique et qu'elles constituent des éléments représentatifs stables des avantages économiques nets au cours d'une période donnée. Par exemple, la déduction des redevances des recettes pétrolières brutes n'aurait peu ou pas d'incidence sur la répartition relative des recettes entre les propriétaires canadiens et étrangers.

D'autres moyens de mesure existent, comme celles de l'actif ou du capital utilisé, mais ces mécanismes affichent certaines carences étant donné qu'ils reposent sur les valeurs au livre d'origine plutôt que sur la valeur commerciale courante, et qu'ils doivent être assujettis aux différentes techniques comptables utilisées dans l'industrie pétrolière, comme la méthode de la capitalisation du coût entier ou la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

L'Agence a accès aux données sur la propriété et le contrôle recueillies en vertu de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers auprès des entreprises tenues de faire rapport en vertu de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique. La Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers exige de l'ensemble des propriétaires de tranches d'actions équivalant ou supérieures à 5% de l'ensemble des actions assorties de droits de vote qu'ils fournissent des renseignements détaillés sur le taux de propriété. Si une société visée omet de présenter une déclaration en temps opportun aux termes de cette Loi, l'Agence est autorisée, en vertu du règlement DORS/85-328 qui modifie le règlement de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique, à obtenir directement les données sur la propriété et le contrôle.

Récemment, l'Agence a pris des mesures pour examiner la nationalité et la participation des propriétaires d'entreprises présumés canadiens à cause du lieu de résidence de la personne en question, indépendamment de celle du propriétaire bénéficiaire. L'ASSP a demandé aux entreprises énergétiques de lui permettre l'accès aux dossiers déposés au Canada et aux États-Unis. Dans plusieurs cas, ces renseignements ont permis de découvrir que le nombre de propriétaires canadiens était considérablement inférieur à ce qu'indiquent les renseignments contenus dans la LDCSO. Les prochains examens de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole contiendront les résultats de cette enquête.

(1) *Ownership, Control, and Country of Control of Corporations*, Statistique Canada, 4 juin 1987, p. 8.

Comparaison des résultats entre certaines périodes

L'enquête sur l'industrie pétrolière canadienne permet de comparer les résultats de la période courante aux résultats de périodes précédentes, jugées comparables. Ces comparaisons sont tributaires des modifications apportées à la liste des sociétés faisant partie du groupe "industrie", selon le groupe d'analyse dont elles font partie, soit les sociétés intégrées et le raffinage, et les producteurs de pétrole et de gaz, et selon l'état de contrôle des entreprises visées. Pour permettre d'établir des comparaisons valables entre différentes périodes, l'Agence établit de façon uniforme l'affiliation et le contrôle du groupe industriel, d'après les renseignements déclarés pour la période courante, et intègre les données d'affiliation et de contrôle aux résultats des périodes précédentes.

La liste des entreprises, c'est-à-dire les sociétés dont l'actif ou le chiffre de vente est supérieur à 10 millions de dollars, est mise-à-jour au cours de chaque période. Les nouvelles entreprises admissibles ne sont inscrites à l'ensemble et au groupe respectif que lorsque les résultats de deux périodes comparables sont disponibles. À l'occasion, des entreprises sont radiées du groupe industriel au cours de la période courante, soit par suite d'une acquisition ou de l'abandon des activités. Les résultats de la période précédente, tant dans le cas de l'industrie que du groupe mentionné dans le rapport de la période courante, doivent permettre de constater la suppression du nom d'une entreprise: ainsi, l'entreprise n'est pas comprise dans les résultats globaux de la période courante et précédente. Lorsque la suppression du nom d'une entreprise résulte d'une acquisition par une autre entreprise tenue de faire rapport, les résultats de l'entreprise acquise pour la période précédente sont ajoutés aux résultats de l'entreprise qui en fait l'acquisition, que l'entreprise acquise fasse ou non partie du même groupe d'analyse que l'entreprise qui en fait l'acquisition.

L'acquisition de sociétés ou l'abandon d'activités au cours de la période courante peut permettre à une entreprise d'être intégrée à un groupe analytique autre que celui auquel elle avait été affectée dans le cadre de l'examen de la période précédente. Par exemple, lorsqu'un membre d'un groupe intégré s'est départi de ses activités en aval au cours de la période courante, il peut être inclus dans le groupe des grands ou des petits producteurs, selon le cas, pour la période courante, et ses résultats à ceux de l'ensemble du groupe pour la période antérieure correspondante. Il importe de noter que l'ensemble de l'actif et des recettes de l'entreprise qui se départit de ses activités pour la période précédente, sans égard à l'élément d'activité, sont transférés au groupe d'analyse pour la période courante, en vue d'établir les résultats globaux du groupe d'analyse pour la période précédente.

Des rajustements du même ordre sont effectués dans le cas des résultats globaux du groupe d'analyse et de l'industrie dans les cas où la propriété d'une entreprise passe en des mains canadiennes ou étrangères; la nationalité des propriétaires pour la période courante détermine celle qui vaut pour la période précédente, pour fins de comparaison. Toutefois, dans la partie de l'examen qui traite de la propriété et du contrôle, l'analyse tient compte des changements au contrôle de la société visée, lorsqu'ils se produisent.

Annexe E Entreprises énergétiques déclarantes

Alberta Energy Company Ltd.
Alberta Oil Sands Equity
Altana Exploration Company
Amerada Minerals Corporation of Canada Ltd.
American Eagle Petroleums Ltd.
American Trading and Production Corporation
Anadarko Petroleum of Canada Ltd.
Anderson Exploration Ltd.
AT&S Exploration Ltd.
ATCOR Ltd.
Barnwell of Canada, Limited
Bow Valley Industries Limited
Bowtex Energy (Canada) Corporation
BP Canada Inc.
Bralorne Resources Limited
Buttes Resources Canada Ltd.
Cabre Exploration Ltd.
Canada Northwest Energy Limited
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian-Montana Gas Company Limited
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
CANPEX Co. Ltd.
Carlyle Energy Ltd.
Chauvco Resources Ltd.
* Chevron Canada Limited
Chevron Canada Resources Limited
Chevron Standard Limited
Chieftain Development Co. Ltd.
CN Exploration Inc.
Coho Resources Limited
Columbia Gas Development of Canada Ltd.
Compagnie Générale Électrique du Canada
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.
* Compagnie Pétrolière Impériale Limitée
Conoco Canada Ltd.
Consolidated Trans-Canada Resources Ltd.
Conwest Exploration Company Limited
Cooperative Energy Development Corporation
Coseka Resources Limited
Czar Resources Ltd.
Dekalb Petroleum Corporation
Denison Mines Limited
Dome Petroleum Limited
Dorset Energy Corporation
Dynamar Energy Limited
Dynex Petroleum Ltd.
Encee Group Ltd.
Encor Energy Corporation Ltd.
Enerplus Resources Corporation
Enron Oil Canada Ltd.
Erskine Resources Corporation
Excel Energy Inc.
* Federated Co-operatives Limited
Forest Oil Corporation (division canadienne)
Gardiner Oil and Gas Ltd.
Hamilton Brothers Canadian Gas Company
Harvard International Resources Ltd.
Home Oil Company Ltd.
* Husky Oil Ltd.
ICG Resources Ltd.
Inverness Petroleum Ltd.
* Irving Oil Limited
J.M. Huber Corporation
Kerr-McGee Corporation
Koch Exploration Canada, Ltd.
Ladd Exploration Company
L'Énergie Canterra Ltée.
LASMO Canada Inc.
LL&E Canada Ltd.
Lone Pine Resources Ltd.
Luscar Limited
Maligne Resources Limited
Mark Resources Inc.
Maxus Energy Canada Inc.
McColl-Frontenac Inc.
Mobil Oil Canada, Ltd.
* Mohawk Oil Co. Ltd.
Morgan Hydrocarbons Inc.
Morrison Petroleum Inc.
Mosbacher Operating Limited
Murphy Oil Company Ltd.
* Newfoundland Processing Limited
New Grade Energy Inc.
North Canadian Oils Limited
Norwich Resources Canada Ltd.
Nova Scotia Resources Limited
Novalta Resources Ltd.
Numac Oil & Gas Ltd.
Oakwood Petroleums Ltd.
Ocelot Industries Ltd.
Omega Hydrocarbons Ltd.
Orbit Oil & Gas Ltd.
Page Petroleum Ltd.
Paloma Petroleum Ltd.
Panarctic Oils Ltd.
PanCanadian Petroleum Limited
* Parkland Industries Ltd.
Pecten Canada Ltd.
Pembina Resources Limited
Pennzoil Petroleums Limited
* Petro-Canada Inc.
Petrorep (Canada) Ltd.
* Petrosar Limited
Phillips Petroleum Canada Ltd.
Phillips Petroleum Co. Western Hemisphere
Phillips Petroleum Resources Ltd.
Placer CEGO Petroleum Ltd.
Poco Petroleums Ltd.
Ranchmen's Resources Ltd.
Ranger Oil Limited
Renaissance Energy Ltd.
Rife Resources Ltd.
Ressources Énergétiques Norcen Limitée
Ressources Gulf Canada Limitée
Ressources Westmin Limitée
Roan Resources Limited
Royal Trust Energy Corporation
Saskatchewan Oil & Gas Corporation
Sceptre Resources Limited
* Shell Canada Limitée
Star Oil & Gas Ltd.
Summit Resources Limited
* Suncor Inc.
* Texaco Canada Petroleum Inc.
Tintagel Energy Corporation
Total Petroleum (North America) Ltd.
Trilogy Resources Corporation
Triton Canada Resources Ltd.
* Turbo Resources Limited
* Ultramar Canada Inc.
Ultramar Oil and Gas Canada Limited
Union Pacific Resources Ltd.
Universal Explorations (83) Limited
Unocal Canada Ltd.
Voyager Energy Inc.
Wainoco Oil Corporation
Webb International Minerals Inc.
Westar Petroleum Ltd.
Westcoast Petroleum Ltd.
Western Decalta Petroleum (1977) Limited

* Désigne les sociétés comprises dans le groupe 'Sociétés intégrées et raffineurs'. Toutes les autres sociétés appartiennent à la catégorie des 'Producteurs de pétrole et de gaz'.